



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

**MICRO-REDES URBANAS COMUNITARIAS PARA AUMENTAR
CONFIABILIDAD EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CRISTIAN ELÍAS ALCARRUZ OLIVOS

PROFESOR GUÍA:
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
MICAH ORTÚZAR DWORSKY

SANTIAGO DE CHILE
2021

MICRO-REDES URBANAS COMUNITARIAS PARA AUMENTAR CONFIABILIDAD EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

La generación distribuida conectada a baja tensión ha aumentado de forma considerable en los últimos años en Chile, desde la promulgación de la Ley de Generación Distribuida (Ley 20.571) en el 2014, la capacidad acumulada de estas instalaciones (paneles fotovoltaicos mayoritariamente) ha alcanzado 65,64 [MW] en Septiembre del 2020 [1]. Esta ley permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables no Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente con el fin de autoconsumo, donde los clientes finales venden sus excedentes a la distribuidora eléctrica.

A partir de las modificaciones integradas con la Ley 21.118, se abre la posibilidad de que grupos de clientes puedan instalar sistemas comunitarios, demostrando ser propietarios de forma conjunta. Sin embargo, y a diferencia del caso individual, toda la energía generada por la comunidad debe ser vendida a la red de distribución, obteniendo beneficios de forma individual según lo estipulado en el contrato con la empresa distribuidora.

Este trabajo se enfoca principalmente en analizar las diferencias económicas ante el aumento en la agrupación de clientes en micro-redes urbanas, estudiando distintos tipos de comunidades energéticas que incluyen el caso comunitario de la regulación actual, dos variantes de este y un caso que permite el autoconsumo comunitario, que si bien no es posible bajo el esquema de net-billing, se puede potencialmente aplicar como un subsistema de distribución tomando la comunidad como una única carga (un medidor), asumiendo costos adicionales a los considerados en este trabajo, principalmente en la inversión o arriendo de la red de distribución interna de la micro-red (subsistema de distribución) y costos para mantener la operación dentro de los límites estipulados.

Para esto se diseñan óptimamente 100 micro-redes distintas para 1, 5, 10, 20, 25, 50 y 100 clientes, para cada caso de estudio, estudiando el promedio de costos de inversión, operación y falla. Los resultados muestran que efectivamente el agruparse trae una disminución en costos de inversión y operación, beneficiándose de demandas más uniformes, aprovechando mejor el recurso solar. Sin embargo, como el costo de falla de la red que conecta a los elementos que pertenecen a la micro-red aumenta a medida que más clientes se agrupan, ya no resulta económicamente conveniente tener micro-redes urbanas comunitarias para agrupaciones sobre los 25 clientes.

Si la regulación actual permitiera aprovechar la generación solar para el autoconsumo en la comunidad (único medidor más equipo de maniobra y protección), sería mucho más económico y beneficioso (reducción del 22% en costos de inversión y operación) comparado a lo que se señala en el reglamento, donde la energía debe ser vendida en su totalidad a la red de distribución.

A mi familia

Agradecimientos

En primer lugar me gustaría agradecer a mi profesor guía, Alejandro Navarro, por brindar su constante apoyo, opiniones, disponibilidad y por dar las directrices para realizar este trabajo.

Quiero dar mi profundo agradecimiento a mi familia por siempre estar ahí. A mis papás, Cristian y Carolina, por esforzarse cada día para darme la posibilidad de llegar a este punto. A mi hermana, Catalina, por su apoyo y buena onda, además de haber sido parte de mi vida educacional en la básica y después en Beauchef.

También, agradecer a mi compañera de vida, Vania, quien me ha acompañado en todo este viaje universitario y desde cuarto medio. Gracias por tu cariño, comprensión, apoyo y amor hacia mi en todo momento.

A mi gente de Beauchef, Carlitos, el Larra, Gianluca, Jose, por poner las risas y permitir que este viaje fuese mucho más ameno. Agradecido por esos días viernes en el spot.

Agradecer a mis amigos desde mi etapa en el liceo, 01, Lara, Diegol, César, Nacho y Samuelito por su buena onda y por mantener esta amistad tan bonita.

Finalmente, agradecer a Micah Ortúzar por los comentarios relevantes desde la práctica industrial y su experiencia en gestión distribuida y subsistemas de distribución, mejorando considerablemente este trabajo.

Tabla de Contenido

| | |
|--|-----------|
| 1. Introducción | 1 |
| 1.1. Motivación | 1 |
| 1.2. Objetivos | 3 |
| 1.2.1. Objetivo general | 3 |
| 1.2.2. Objetivos específicos | 3 |
| 1.3. Alcances | 4 |
| 2. Marco Teórico | 5 |
| 2.1. Micro-redes para dar confiabilidad | 5 |
| 2.2. Micro-redes, beneficios y desafíos | 8 |
| 2.3. Cooperativas energéticas | 12 |
| 2.3.1. Dinamarca | 15 |
| 2.3.2. Alemania | 15 |
| 2.3.3. Gran Bretaña | 16 |
| 2.3.4. Austria | 16 |
| 2.4. Aspectos regulatorios en Chile | 17 |
| 2.4.1. Ley de Generación Distribuida | 17 |
| 2.4.2. Caso comunitario | 20 |
| 2.4.3. Subsistemas de distribución | 21 |
| 2.5. Indicadores de confiabilidad | 23 |
| 2.6. Reglamento de servicios complementarios | 24 |
| 2.6.1. Usuarios finales | 25 |
| 2.6.2. Sistemas de almacenamiento | 25 |
| 3. Metodología | 27 |
| 3.1. Herramientas computacionales | 27 |
| 3.1.1. Python | 27 |
| 3.1.2. Gurobi | 27 |
| 3.2. Optimización de recursos | 28 |
| 3.2.1. Selección de escenarios | 28 |
| 3.2.2. Probabilidad de cada escenario | 31 |
| 3.2.3. Problema de optimización | 32 |
| 3.3. Tasas de falla | 36 |
| 3.3.1. Indicadores | 37 |
| 3.3.2. Valorización de falla | 38 |
| 4. Desarrollo | 39 |
| 4.1. Datos de entrada | 40 |

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 4.1.1. | Perfil de demanda | 40 |
| 4.1.2. | Perfil solar | 40 |
| 4.1.3. | Costos | 41 |
| 4.2. | Casos de estudio | 42 |
| 4.2.1. | Caso 1: Autoconsumo comunitario - Subsistema de distribución . . . | 43 |
| 4.2.2. | Caso 2: Sin autoconsumo | 47 |
| 4.2.3. | Caso 3: Autoconsumo de baterías | 50 |
| 4.2.4. | Caso 4: Paneles individuales, batería comunitaria | 54 |
| 4.2.4.1. | Subcaso 1 | 56 |
| 4.2.4.2. | Subcaso 2 | 61 |
| 5. | Resultados y Análisis | 66 |
| 5.1. | Costos de inversión y operación | 67 |
| 5.1.1. | Importancia técnica de la comunidad | 72 |
| 5.2. | Costos de falla y totales | 75 |
| 5.2.1. | Caso 1 | 76 |
| 5.2.2. | Caso 2 | 78 |
| 5.2.3. | Caso 3 | 79 |
| 5.2.4. | Caso 4 | 79 |
| 6. | Conclusiones | 82 |
| 6.1. | Conclusiones | 82 |
| 6.2. | Trabajo futuro | 84 |
| | Bibliografía | 86 |
| 7. | Anexos | 89 |
| 7.1. | Tablas promedios capacidades unitarias | 89 |
| 7.2. | Tablas indicadores $SAIFI_{MR}$ y $SAIDI_{MR}$ | 90 |
| 7.3. | Tablas costos totales | 90 |

Índice de Tablas

| | | |
|------|--|----|
| 3.1. | Descripción de variables | 30 |
| 3.2. | Descripción de variables del problema de optimización. | 32 |
| 3.3. | Promedio y percentil 90 para m/cliente en instalación eléctrica | 37 |
| 4.1. | Anualidad al 7% | 41 |
| 4.2. | Costos de compra e inyección a la red. | 42 |
| 5.1. | Datos costos de inversión por cliente | 67 |
| 5.2. | Datos función objetivo por cliente | 70 |
| 5.3. | Datos desviación estándar costos de inversión unitarios. | 74 |
| 5.4. | Datos desviación estándar función objetivo unitaria. | 75 |
| 5.5. | Datos costos de falla unitarios según grupos de clientes. | 76 |
| 7.1. | Capacidad unitaria paneles fotovoltaicos | 89 |
| 7.2. | Capacidad unitaria sistema de almacenamiento | 89 |
| 7.3. | $SAIFI_{MR}$ ante fallas internas de micro-redes urbanas. | 90 |
| 7.4. | $SAIDI_{MR}$ ante fallas internas de micro-redes urbanas. | 90 |
| 7.5. | Costos totales por cliente, caso autoconsumo comunitario. | 90 |
| 7.6. | Costos totales por cliente, caso sin autoconsumo. | 91 |
| 7.7. | Costos totales por cliente, caso autoconsumo de baterías. | 91 |
| 7.8. | Costos totales por cliente, fase uno caso paneles individuales, batería comunitaria. | 91 |
| 7.9. | Costos totales por cliente, fase dos caso paneles individuales, batería comunitaria. | 91 |

Índice de Ilustraciones

| | | |
|-------|---|----|
| 1.1. | Evolución de la disponibilidad de generación posterior a terremoto 2010, Chile [2]. | 1 |
| 1.2. | Recuperación de suministro en transmisión posterior a terremoto 2010, Chile [2]. | 2 |
| 1.3. | Evolución de clientes sin suministro eléctrico posterior a terremoto 2010, Chile [2]. | 2 |
| 2.1. | Ejemplo árbol de expansión [3]. | 6 |
| 2.2. | Beneficios de las micro-redes [13]. | 9 |
| 2.3. | Modelos de negocio en las micro-redes [12]. | 11 |
| 2.4. | Evolución número de cooperativas [18]. | 14 |
| 2.5. | Diferencia de inyección y autoconsumo residencial. | 17 |
| 2.6. | Funcionamiento ley generación distribuida [19]. | 18 |
| 2.7. | Instalaciones declaradas de generación residencial [1]. | 19 |
| 2.8. | Instalaciones y kW declarados de generación residencial [1]. | 19 |
| 2.9. | Estadística SAIDI anual desde 2014 [1]. | 24 |
| 2.10. | Estadística SAIDI mensual desde 2018 [1]. | 24 |
| 3.1. | Histogramas de consumo en ventanas móviles de 8 horas. | 29 |
| 3.2. | Resultado del problema de optimización para encontrar escenarios. | 31 |
| 3.3. | Diagrama de fallas consideradas para el cálculo de las tasas de falla. | 36 |
| 4.1. | Diagrama de flujo resolución problema de optimización para 100 micro-redes distintas. | 39 |
| 4.2. | Curvas de demanda según grupos de clientes. | 40 |
| 4.3. | Perfiles solares según meses del año. | 41 |
| 4.4. | Diagrama problema de optimización caso autoconsumo para un cliente. | 44 |
| 4.5. | Diagrama problema de optimización caso autoconsumo comunitario, para más de un cliente. | 44 |
| 4.6. | Operación micro-red de 10 clientes, caso autoconsumo comunitario. | 46 |
| 4.7. | Operación micro-red de 25 clientes, caso autoconsumo comunitario. | 46 |
| 4.8. | Boxplot costos unitarios, caso autoconsumo comunitario. | 47 |
| 4.9. | Boxplot capacidades unitarias, caso autoconsumo comunitario. | 47 |
| 4.10. | Diagrama problema de optimización caso sin autoconsumo. | 48 |
| 4.11. | Operación micro-red de 10 clientes, caso sin autoconsumo. | 49 |
| 4.12. | Operación micro-red de 25 clientes, caso sin autoconsumo. | 49 |
| 4.13. | Boxplot costos unitarios, caso sin autoconsumo. | 50 |
| 4.14. | Boxplot capacidades unitarias, caso sin autoconsumo. | 50 |
| 4.15. | Diagrama problema de optimización caso autoconsumo de baterías. | 51 |
| 4.16. | Operación micro-red de 10 clientes, caso autoconsumo de batería. | 52 |
| 4.17. | Operación micro-red de 25 clientes, caso autoconsumo de batería. | 53 |
| 4.18. | Boxplot costos unitarios, caso autoconsumo de baterías. | 54 |

| | | |
|-------|--|----|
| 4.19. | Boxplot capacidades unitarias, caso autoconsumo de baterías. | 54 |
| 4.20. | Diagrama problema de optimización caso paneles individuales y batería comunitaria. | 55 |
| 4.21. | Operación micro-red de 10 clientes, SC1: PI-BC. | 58 |
| 4.22. | Operación de un miembro de micro-red de 10 clientes, SC1: PI-BC. | 59 |
| 4.23. | Operación micro-red de 25 clientes, SC1: PI-BC. | 59 |
| 4.24. | Operación de un miembro de micro-red de 25 clientes, SC1: PI-BC. | 60 |
| 4.25. | Boxplot costos unitarios, SC1: PI-BC. | 61 |
| 4.26. | Boxplot capacidades unitarias, SC1: PI-BC. | 61 |
| 4.27. | Operación micro-red de 10 clientes, SC2: PI-BC. | 62 |
| 4.28. | Operación de un miembro de micro-red de 10 clientes, SC2: PI-BC. | 63 |
| 4.29. | Operación micro-red de 25 clientes, SC2: PI-BC. | 63 |
| 4.30. | Operación de un miembro de micro-red de 25 clientes, SC2: PI-BC. | 64 |
| 4.31. | Boxplot costos unitarios, SC2: PI-BC. | 64 |
| 4.32. | Boxplot capacidades unitarias, SC2: PI-BC. | 65 |
| 5.1. | Costos de inversión unitarios por grupos de clientes. | 67 |
| 5.2. | Capacidad unitaria de paneles fotovoltaicos según agrupación de clientes. | 68 |
| 5.3. | Capacidad unitaria de sistema de almacenamiento según agrupación de clientes. | 68 |
| 5.4. | Función objetivo unitaria por grupos de clientes. | 70 |
| 5.5. | Promedio factor de carga según grupos de clientes. | 72 |
| 5.6. | Histogramas factor de carga según agrupación de clientes. | 73 |
| 5.7. | Desviación estándar costos de inversión según grupos de clientes. | 74 |
| 5.8. | Desviación estándar función objetivo según grupos de clientes. | 75 |
| 5.9. | Costos de falla anual por cliente para P50 y P90 de métrica metros por clientes. | 76 |
| 5.10. | Función objetivo (autoconsumo comunitario)y costos de falla anual por cliente. | 77 |
| 5.11. | Costos totales unitarios caso autoconsumo comunitario, percentil 50 de m/clientes. | 77 |
| 5.12. | Costos totales unitarios caso autoconsumo comunitario, percentil 90 de m/clientes. | 78 |
| 5.13. | Costos totales unitarios caso sin autoconsumo. | 78 |
| 5.14. | Costos totales unitarios caso autoconsumo de baterías. | 79 |
| 5.15. | Costos totales unitarios caso PI-BC, subcaso 1. | 80 |
| 5.16. | Costos totales unitarios caso PI-BC, subcaso 2. | 80 |

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El área de distribución en el sector eléctrico es la que presenta mayores problemas en cuanto a la continuidad de suministro. Esto ocurre normalmente por la falta de tecnología implementada en el área a diferencia del sector de transmisión por ejemplo, donde hay una mayor capacidad de aislar fallas mediante los sistemas de protección y a su vez, seguir con el suministro al poseer ciertos niveles de redundancia en sus instalaciones.

Es por esto que ante contingencias grandes, son muchos los consumidores que quedan sin suministro debido a la naturaleza de la infraestructura eléctrica en distribución. Esto claramente presenta un problema cuya solución no es tan simple debido a que puede involucrar altos niveles de inversión que se pueden ver reflejados en las cuentas eléctricas de los consumidores. Esto queda en evidencia en la figuras 1.1, 1.2 y 1.3 en las cuales se muestra la evolución en la reposición de suministro en los sectores de generación, transmisión y distribución luego del terremoto del 2010 en Chile.

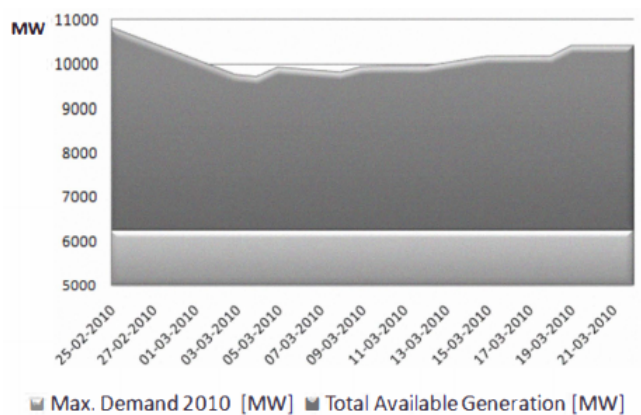


Figura 1.1: Evolución de la disponibilidad de generación posterior a terremoto 2010, Chile [2].

| RECOVERY PROCESS | | | |
|--------------------|----------------------------|-------------|-------|
| City | Event | Date | Time |
| | Earthquake and blackout | February 27 | 3:34 |
| Santiago (capital) | Supply recovered | | 3:58 |
| Temuco | Supply recovered | | 4:05 |
| Copiapó | Supply recovered | | 5:05 |
| La Serena | Supply recovered | | 6:35 |
| Puerto Montt | Supply recovered | | 10:31 |
| Rancagua | Supply recovered | | 14:46 |
| | Two islands interconnected | | 18:48 |
| Concepción | Supply recovered | February 28 | 10:24 |
| Talca | Supply recovered | | 11:38 |

Figura 1.2: Recuperación de suministro en transmisión posterior a terremoto 2010, Chile [2].

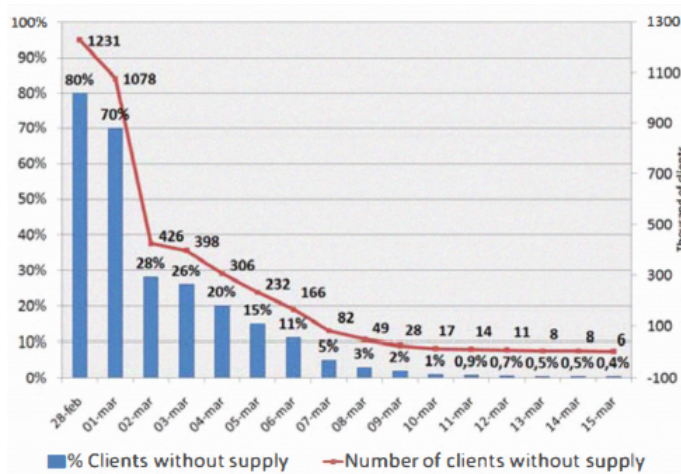


Figura 1.3: Evolución de clientes sin suministro eléctrico posterior a terremoto 2010, Chile [2].

Si bien, en generación, se perdieron cerca de 3.000 [MW] la capacidad restante era suficiente para suplir la demanda máxima del 2010 y 30 días después 2.257 [MW] estaban recuperados. En el sector de transmisión el suministro se recuperó al siguiente día como se aprecia en la figura 1.2, dejando el sistema como dos islas interconectadas. Finalmente, el área de distribución es donde más se tardó la reposición, justamente por la naturaleza de la infraestructura eléctrica en este sector, donde luego de 5 días (4 de Marzo) del terremoto aún había un 20% de clientes sin suministro eléctrico.

Con objetivos de disminuir este costo en las cuentas eléctricas y de contribuir a un medio ambiente más limpio, cada vez más clientes han tomado la iniciativa de poseer generación domiciliaria, principalmente paneles solares fotovoltaicos, para abastecer su consumo en cierta medida y gracias a la ley de generación distribuida (20.571) es posible inyectar excedentes de generación a la red de distribución, las cuales son pagadas mediante una tarifa net-billing (abordada en la sección 2.4.1), logrando así una reducción de costos.

Esta ley además, abre la posibilidad para formas de generación comunitaria en las cuales grupos de vecinos conectados a la red pueden acreditar ser propietarios de forma conjuntas

de recursos energéticos tales como plantas de paneles fotovoltaicos o bien bancos de baterías, lo que hace posible que los beneficios puedan ser obtenidos como comunidad con ciertas directrices estipuladas en el contrato realizado con la empresa distribuidora.

A su vez, micro-redes son instalaciones que poseen los componentes necesarios para operar con conexión a la red o de forma aislada. Es decir, se pueden definir como una forma más compleja de generación comunitaria ya que pueden existir diversos modelos de negocios dentro de estas y presenta mayores dificultades desde el punto de vista técnico y regulatorio ya que se requiere mantener una comunicación constante con la red de distribución principal.

Si bien, como comunidad, los costos de inversión se pueden ver reducidos, se mantiene cierta incertidumbre en proyectos de este estilo asociados a aspectos regulatorios principalmente enfocados en tarifas y posibles beneficios económicos o técnicos que se pueden obtener de poseer este tipo de instalaciones. Este trabajo en parte busca justificar estos altos niveles de inversión y dificultades regulatorias o técnicas en proyectos de este tipo, al demostrar que los recursos distribuidos presentes en estas instalaciones pueden ser aprovechados para dar flexibilidad a la red de distribución en caso de fallas, abasteciendo cargas luego de una contingencia con estos recursos. Esto, a su vez, traería un aumento en la resiliencia de la red y confiabilidad de suministro.

Además de los beneficios planteados que se buscan en este trabajo, el incentivar iniciativas de generación comunitaria o micro-redes puede ser una buena forma de acelerar la transición hacia la des-carbonización de la matriz energética, fomentando la generación renovable en sectores domiciliario. Esto ya ha sucedido en países principalmente europeos como Alemania, Dinamarca, Gran Bretaña, entre otros, donde un aumento en generación comunitaria en la forma de cooperativas energéticas trajo consigo una transición más rápida hacia la generación de energía renovable.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo principal de esta memoria es analizar distintos tipos de micro-redes urbanas o comunidades energéticas, a partir de los casos de estudio, a fin de determinar sus costos de inversión, de operación y de falla, al igual que los beneficios que traen consigo estas.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo de título son:

- Realizar una planificación estocástica de micro-redes, optimizando la capacidad de paneles fotovoltaicos y almacenamiento en una comunidad (grupo de consumidores) desde el punto de vista económico, considerando tres escenarios de falla a lo largo del año simulado.
- Demostrar que la agrupación de clientes tiene beneficios económicos en cuanto al costo de inversión y operación de paneles fotovoltaicos y sistema de almacenamiento por cliente.

- Comprender la razón de por qué el agrupamiento de clientes trae consigo esta disminución en costos de inversión unitarios.
- Mostrar que el autoconsumo comunitario es mucho más beneficioso que el autoconsumo individual.
- Mostrar que la agrupación es conveniente hasta cierto número de clientes cuando se toman en consideración los costos de falla de la red que conecta los elementos que pertenecen a una determinada micro-red.

1.3. Alcances

Para resolver los problemas de optimización se utilizan costos reales de paneles PV, almacenamiento e inversor según la capacidad (kW o kWh según corresponda). En cuanto a los precios asociados al costo de la energía desde la red y el precio que se paga por inyección, son sacados del pliego tarifario de enel.

Los datos de entrada del problema de planificación de micro-red, aparte de los costos, son perfiles de demanda obtenidos a partir de la herramienta CREST y el perfil solar obtenido desde el explorador solar de la Universidad de Chile.

La demanda de cada cliente es obtenida de forma aleatoria a partir de todos los perfiles creados con CREST Demand Model ¹, considerando mil perfiles para cada estación del año. Además, al momento de agrupar clientes, el perfil de demanda utilizado corresponderá a la suma de la demanda de los clientes considerados en la simulación.

El perfil solar utilizado es el mismo para cada uno de los clientes y para cada una de las simulaciones y casos de estudio que abarca este trabajo. Además, como se obtuvo un perfil solar para cada mes de año, se repitió el perfil en cada día del mes según corresponda. Este perfil se obtiene del Explorador Solar ² de la Universidad de Chile.

Para la simulación se trabaja con fallas de ocho horas continuas (fallas de larga duración), considerando tres escenarios estocásticos de falla para los cuales se debe proteger la comunidad. Cada escenario tiene su propia probabilidad de ocurrencia y serán aquellos instantes en los que se pierdan los consumos más representativos a lo largo del año, esto se explica con mayor detalle en la sección 3.2.1 de la metodología.

Para efectos de este trabajo, no se consideran transitorios asociados a los instantes de falla ni a lo largo del año de simulación, todo se trabaja en régimen permanente.

¹ CREST Demand Model es un modelo estocástico de gran resolución de demanda domiciliaria térmica y eléctrica. El modelo produce perfiles de demanda con un minuto de resolución. Disponible en: https://repository.lboro.ac.uk/articles/dataset/CREST_Demand_Model_v2_0/2001129

² Explorador Solar. Página web: <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/inicio>

Capítulo 2

Marco Teórico

El presente capítulo busca entregar herramientas necesarias para comprender y entender el trabajo realizado en esta memoria, y de esta forma, contextualizar al lector.

En primer lugar, la sección 2.1 indica como micro-redes pueden dar confiabilidad a la red de distribución aprovechando los recursos distribuidos desde el punto de vista de la optimización de este proceso. Posteriormente, la sección 2.2 muestra las micro-redes propiamente tal y cuales son sus respectivos problemas en cuanto al marco regulatorio y los beneficios que traen estas. La sección 2.3 presenta como las denominadas cooperativas han desarrollado la idea de generación comunitaria, mostrando principalmente el ejemplo europeo. la sección 2.4 presenta la ley de generación distribuida para comprender las bases que sustentan la posibilidad de agrupar clientes para ser propietarios de activos y los beneficios que se pueden obtener de estas prácticas. La sección 2.5 muestra la estadística promedio a nivel nacional de indicadores de confiabilidad. Finalmente, la sección 2.6 describe el reglamento de servicios complementarios de la CNE con el objetivo de mostrar la posibilidad de que además de dar confiabilidad, las micro-redes podrían aportar a la confiabilidad del sistema.

2.1. Micro-redes para dar confiabilidad

El tópico principal en esta sección es mostrar como se realiza el proceso denominado “Distribution system restoration”, o restauración del sistema de distribución en español. Este concepto busca recuperar cargas (después de una falla) mediante cambios en la configuración de la red, procurando mantener límites técnicos. Es un problema de optimización [3].

Este problema se plantea de distintas formas según el trabajo realizado, pero en primer lugar se debe considerar la red de distribución como un grafo $G(V,E)$ que considera aristas que corresponden a las líneas y vértices asociados a los nodos o barras, esto también se denomina árbol de expansión. Un ejemplo de esto se puede observar en la figura 2.1 a continuación.

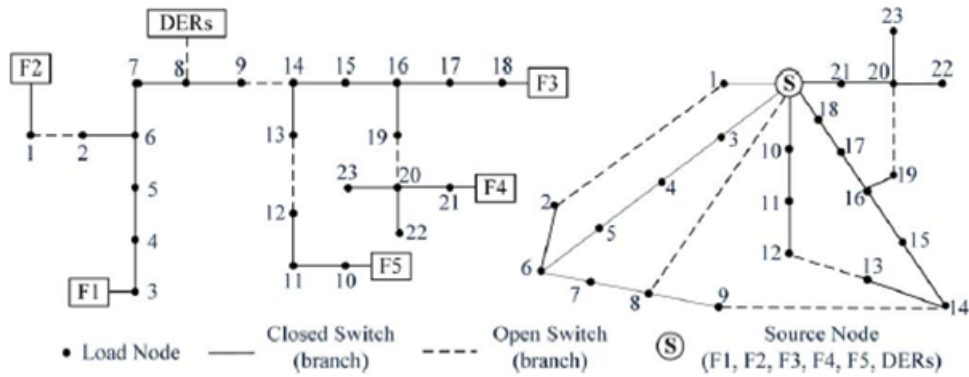


Figura 2.1: Ejemplo árbol de expansión [3].

En esta figura se ve como una red con una cierta cantidad de alimentadores y generación distribuida (micro-red) puede representarse como un grafo en la parte derecha de la figura, considerando una fuente equivalente y la respectiva estructura radial de la red.

El objetivo principal que se expone en [3] es que a partir de una falla en algún enlace entre nodos del grafo, encontrar el árbol de expansión óptimo de tal manera que se pueda alimentar la carga por otras fuentes de generación. Los resultados muestran que la integración de micro-redes resulta beneficioso para completar este proceso.

Por otra parte en [4] propone metodología que permite restaurar cargas críticas en alimentadores mediante el uso de microredes. Se define una carga crítica como aquella que es necesaria para mantener funciones básicas sociales, tales como hospitales, alumbrado público, etc.

Para resolver este problema también se representa la red de distribución como un grafo y se busca aquel árbol de expansión, o árbol de restauración como se define en este trabajo, que une la micro-red y un conjunto de cargas críticas. El problema de optimización busca maximizar la restauración de cargas críticas por micro-redes.

El problema considera restricciones para mantener una estructura radial para restaurar estas cargas, límite de generación que una micro-red puede proveer a cargas externas, y restricciones operacionales como flujo de potencias y límites operacionales. Además se considera un problema para encontrar el mejor grupo de cargas críticas a ser alimentadas por una micro-red donde se explicita que cargas críticas no pueden ser alimentadas por más de una micro-red.

Este trabajo cuenta con la particularidad de que, la metodología propuesta se prueba en un escenario real, que considera un sistema de distribución con cargas críticas como el Hospital Pullman y City Hall, y la Universidad Estatal de Washington como micro-red [4].

Bajo la misma línea anterior, en [5] se busca resolver un problema de restauración del sistema de distribución tal y como se mencionó anteriormente. También se representa la red como un grafo y se busca formar islas alimentadas por una o más micro-redes.

Las restricciones para el problema de optimización consideran los límites operacionales, indicadores sobre si líneas están energizadas o no (variables binarias), mantener una topología radial y coordinación en los generadores distribuidos con distinción de si tienen capacidad de arranque en negro ¹ o no. Este último punto difiere de lo que se considerará para este trabajo ya que se supondrá que no existirá el problema de generadores distribuidos sin la capacidad de arranque en negro, dado los inversores y almacenamiento considerados en el problema que se plantea.

En [6] se propone un método de restauración resiliente ante fallas de alto impacto (relacionadas principalmente con condiciones climáticas extremas) usando el concepto de MSF (minimum spanning forest, similar al de árbol de expansión). A partir de los recursos distribuidos disponibles en la red de distribución, se busca restaurar la mayor cantidad de carga crítica posible.

La red también es considerada como un grafo $G(V,E)$. Se busca dividir el grafo luego de una contingencia en áreas denominadas "Self-Sustained Island Grid", o áreas que se pueden mantener por si solas. El objetivo es maximizar la carga restaurada y a la vez, minimizar la suma de pesos de cada arista en la red restaurada, esto es, restaurar la red con los caminos más confiables.

A diferencia de lo presentado anteriormente, se agrega la posibilidad de tener sistemas de almacenamiento integrando restricciones asociadas a su operación. Esto también se considerará para este trabajo.

Adicional a todas las metodologías similares que se han descrito, [7] agrega a eso un modelo para evaluar los niveles de resiliencia de un sistema de distribución con capacidad de "self-healing" ² ante eventos climáticos extremos.

Desde este punto, es posible simular el estado de daño en las líneas ante eventos de clima extremo (altos vientos, por ejemplo). Este estado se utiliza para las operaciones de "self-healing" en la restauración de la red que se proponen en [7]. Esto es, para un nodo n el estado es determinado comparando la resistencia del nodo, enfocado a la tasa de falla en el propio nodo y el nivel de daño que recibe el nodo, en el caso del paper se menciona la velocidad del viento en este. Con esta diferencia, es posible determinar si un nodo está dañado o no.

Luego el problema de optimización considera restricciones asociadas a mantener una topología radial, el estado de las líneas, límites operacionales y flujos de potencia, aislamiento de falla donde se modela la propagación de un apagón hasta que interruptores o seccionadores desconecten líneas, y finalmente la capacidad límite de generadores distribuidos.

Lo que se propone en [8] es un tanto diferente ya que el modelo propuesto considera los requerimientos de resiliencia para despachar micro-redes. Se considera el riesgo asociado a fallas propias de la compañía eléctrica y la incertidumbre de recursos renovables mediante la optimización robusta de dos escenarios considerando la incertidumbre en las cargas y recursos

¹ Corresponde a la capacidad de un generador de funcionar sin necesidad de tener la red como referencia, es decir, puede partir a pesar de que exista una falla en la red

² Hace referencia a la capacidad del sistema de restaurarse por sus propios medios y recursos.

renovables.

Se minimiza el costo operacional total de la micro-red a lo largo del horizonte de planificación. Se consideran costos operacionales de generadores distribuidos, el beneficio de vender energía a la compañía eléctrica y el costo de degradación del sistema de almacenamiento.

Además de las restricciones operacionales que se han mencionado anteriormente, se integran restricciones de resiliencia que corresponden a la operación en isla de la micro-red. Para agregar la incertidumbre, se modela la generación fotovoltaica y energía eólica como variables aleatorias que toman valores igual al valor predicho y una desviación máxima hacia arriba o abajo.

Un resultado es que los costos del sistema aumentan al considerar restricciones de resiliencia y al aumentar la robustez del modelo. Esto es lo que se espera desde un comienzo, si se quiere mantener suministro en caso de falla con la posibilidad de operar de forma aislada, y además se agrega la incertidumbre de recursos renovables, se debe tener mayor inversión para cubrir la demanda en cualquier caso.

Finalmente, [9] y [10] son trabajos en donde se forman micro-redes según cercanía entre vecinos. La metodología indica que a partir de una comunidad real, se forman pequeños grupos de vecinos y son considerados como micro-redes. A grandes rasgos, también se resuelve un problema de optimización similar a los mencionados anteriormente y se busca minimizar el costo total de electricidad para las comunidades formadas.

Se obtienen resultados como que el almacenamiento comunitario generalmente ofrece mejores retornos de inversión que en el caso de almacenamiento por vivienda. Además resulta más eficiente en reducir importaciones y exportaciones de energía.

Si bien son estudios que se enfocan más en el beneficio para los clientes si se implementan micro-redes en la comunidad total, esto también trae consigo beneficios para la red de distribución y aporta a aumentar la confiabilidad de esta mediante la disminución de carga, la venta de energía a la red principal, entre otras.

Todos lo presentado anteriormente se relaciona directamente con lo que se busca con este trabajo y representa que es posible encontrar esquemas para restaurar cargas en sistemas de distribución, y que el incluir micro-redes facilita este proceso.

2.2. Micro-redes, beneficios y desafíos

En la sección anterior se realizó una revisión de como micro-redes pueden prestar apoyo a la red de distribución mediante la resolución de problemas de optimización. Como existe esta posibilidad, es importante describir cuales son los beneficios (aparte de poder dar confiabilidad) y desafíos que traen consigo estas instalaciones.

Como se mencionó en la introducción, el sistema de distribución es el que presenta los peores niveles de resiliencia en comparación con los sectores de generación y transmisión, y por su parte, micro-redes son sistemas que pueden mantener su suministro de energía en caso

de contingencias en el sector de distribución.

Ejemplos como las micro-redes implementadas en Huatacondo en Atacama, Ollague en Antofagasta, ambas en Chile, o Puertecitos en Baja California, México, ratifican esto. Cada una de estas presentó eventos como fallas o altos aumentos de demanda, principalmente en verano, pero la reposición del servicio se realizó sin mayores problemas [11].

Sin dudas, Huatacondo es la localidad que ha presentado los mayores inconvenientes. En 2012 ocurrió un aluvión que dejó a la micro-red sin combustible para el generador diesel por tres meses, luego en 2014 ocurrió un terremoto en la ciudad de Iquique, y en ninguno de estos casos se produjeron problemas con la continuidad de servicio. Esto reafirma que las micro-redes son sistemas resilientes.

Otros beneficios que se encuentran en [11], son la incorporación de consumidores locales en la operación mediante participación activa, la reducción de la dependencia de fuentes de energía al poseer recursos distribuidos y una rápida respuesta ante contingencias al considerar características de seguridad como control de carga, voltaje y frecuencia.

Continuando con los beneficios que traen las micro-redes, algo importante de mencionar es cuales son los puntos que justifican su instalación. Tres puntos son identificados claramente: seguridad (resiliencia y confiabilidad), reducción de costos y sustentabilidad [12], [13]. Otros pueden ser vistos en la figura 2.2 a continuación.



Figura 2.2: Beneficios de las micro-redes [13].

De la figura 2.2 destacan tres principalmente:

- Reducción de demanda peak mediante un posible funcionamiento en isla, evadiendo a su vez tarifas altas en horas peak. Esto trae beneficios para la compañía eléctrica (operador red de distribución) también, provocando una reducción de carga en transformadores y congestiones en los momentos más necesarios.

- Recibir compensación por reducir carga en horas de alta demanda. También se lograría una reducción de pérdidas en la red porque la energía se generaría cerca de los consumos.
- Proveer servicios auxiliares a la red principal como control de voltaje o frecuencia, lo que produciría una mejor calidad de suministro.

Así como es importante destacar los beneficios que trae consigo instalaciones como las micro-redes, también se deben tener en cuenta los desafíos y problemáticas principales que tienen estas.

En primer lugar se encuentran los desafíos regulatorios, partiendo por una correcta definición de micro-redes bajo las reglas regulatorias, actualización de estándares de interconexión y determinar requerimientos para esta, definir remuneración por servicios y una estructura tarifaria viables [13].

Bajo este punto de vista, Europa tiene una legislación que provee un marco claro para desarrollar competición transparente y justa en un mercado libre. Mientras que en EEUU la "desregulación" del mercado eléctrico ha llevado a desarrollar requerimientos de desagregación de activos para permitir nuevos actores entrar en actividades de generación y suministro [12].

El último punto (tarifas) es importante ya que los clientes que están dentro de una micro-red no utilizan la red de distribución de la misma forma que un cliente normal, puesto que el uso que le dan es básicamente como respaldo, por lo que la estructura de tarifas debe adaptarse para ser justo con los costos de la red principal. A modo de ejemplo, Francia estableció que un TURPE (tarifa eléctrica en el país) específico sería propuesto por la comisión regulatoria para instalaciones colectivas de menos de 100 kW [12].

Otro punto importante es que el pago de impuestos por micro-redes es mucho menor ya que el consumo desde la red principal es muy poco, esto es injusto o podría parecerlo. Si bien los usuarios mayoritariamente se interesan por la igualdad de precios, si se cobraran impuestos igualitarios, entonces convendría seguir consumiendo energía en base a combustibles fósiles. Ante esto, Alemania subsidió el autoconsumo para nuevas instalaciones PV (€0,03 a €0,06/kWh) entre 2009 y 2012. Una vez se alcanzó paridad (mercado desarrollado), este subsidio se dejó de aplicar entre 2012 y 2014 [12].

También, reglas sobre la operación en isla deben estar claramente definidas, esto baja el riesgo de las instalaciones haciéndolo más atractivo para nuevas inversiones. Esto se refiere a casos como no poder reconectarse a la red por impedimentos del operador de distribución por razones técnicas o bien, el derecho de los operadores a solicitar funcionamiento en isla en caso de exceso de generación [13].

El siguiente desafío que surge es la de los modelos de negocio. La mayoría de las micro-redes corresponden al tipo de modelo de único usuario (una entidad es dueña de los activos de la micro-red), el cual corresponde al modelo más maduro dados los aspectos regulatorios y contractuales. Además, se pueden identificar los siguientes:

- El modelo de terceras partes tiene un gran potencial para crecer, pero presenta desafíos

por el marco regulatorio. En este caso, una entidad externa al operador y los clientes es dueña y opera la micro-red a cambio de una tarifa.

- El modelo híbrido también tiene gran potencial, pero a diferencia del anterior, es más fácil de implementar. Los recursos distribuidos de la micro-red son poseídos por los consumidores y el resto por la compañía eléctrica de distribución.
- El modelo de DSO como dueño es el que tiene menos oportunidades de desarrollarse por limitaciones regulatorias. En muchos países, incluyendo Chile, a las compañías eléctricas de distribución no se les permite tener bienes de generación, dada la segregación de generación, transmisión y distribución.
- Existen otros modelos que son mucho más innovadores como “Energy as a service” que involucra una tercera parte asesorando a los clientes sobre manejo de energía, y “Peer-to-Peer Energy trending” que busca el intercambio de energía entre consumidores, es decir que un cliente pueda vender energía a otro en una micro-red [13]. Un desafío del modelo “Energy as a service” es adaptar los aspectos regulatorios para permitir que estas terceras partes operen estas micro-redes dentro del área monopólica de la compañía eléctrica. El modelo “Peer-to-Peer Energy trending” tiene dificultades como la integración de la tecnología blockchain para mantener un seguimiento de las ventas, al igual que permitir regulatoriamente que clientes puedan obtener el suministro eléctrico a partir de otros clientes.

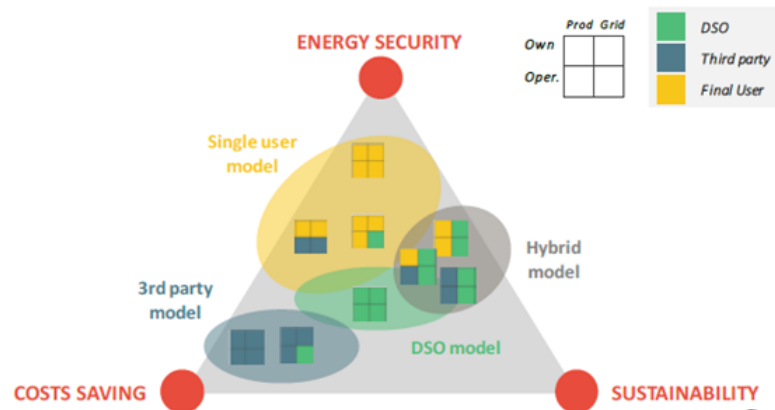


Figura 2.3: Modelos de negocio en las micro-redes [12].

Finalmente, se encuentran los desafíos técnicos que son problemas mayoritariamente asociados a los costos y no necesariamente al cómo abordarlos. El desafío técnico principal es el funcionamiento en isla ya que, en primer lugar, se debe detectar la falla y desconectarse lo suficientemente rápido para que la micro-red no se vea afectada, para esto se deben considerar sistemas de medición, sensores, etc. Luego, se debe tener suficiente reserva de energía o bien, un esquema de desconexión de carga (“Load shedding”). Una vez en modo isla, la operación debe estar dentro de los límites técnicos. Por último, la reconexión cuando se despeje la falla conlleva límites de tiempo, sobre-corrientes en el periodo transitorio, sincronización, etc. Este punto puede ser abordado con tecnología ya existente.

2.3. Cooperativas energéticas

Esta sección tiene por objetivo mostrar el concepto de cooperativas energéticas y describir el ejemplo europeo . Esto está directamente relacionado con generación comunitaria.

Las cooperativas energéticas son iniciativas en donde grupos de clientes se organizan para desarrollar proyectos principalmente de generación renovable, distribuyen y/o comercializan energía. Cada individuo recibe beneficios asociados a la cantidad de acciones que posee en la cooperativa, esto es, la cantidad de dinero que se le es aportado a la iniciativa. Existen cuatro incentivos principales a la hora de ser parte de una cooperativa energética [14]:

- Energía suministrada a bajo costo.
- Cobro solo por lo consumido. Si no se consume energía, no se paga.
- El retorno de la inversión en la forma de dividendo distribuido entre los miembros de la cooperativa.
- Transparencia de precios, sin diferenciación entre día y noche.

En trabajos como [14] y [15] se presenta la diversidad que existe en los miembros de estas iniciativas. Se destaca que los posibles motivos de individuos para involucrarse en estas cooperativas son preocupación por el medio ambiente, beneficio propio, identificación social, entre otros.

De los resultados expuestos en [14], existe una alta correlación en motivaciones pro ambientalistas, producción de energías renovables e identificación social. Aquellos miembros que se identifican fuertemente con la organización tienen preocupaciones por el medio ambiente y forman las denominadas comunidades de lugar.

Por otra parte, quienes se unen por razones de beneficio personal no se identifican con la organización y tienen poca preocupación medio ambiental. Estas comunidades son denominadas de interés.

Esto también depende de los objetivos de la propia cooperativa. Un ejemplo de esto es EcoPower, cooperativa ubicada en Flanders en la parte norte de Bélgica. Esta cooperativa ha pasado por tres fases a lo largo de su funcionamiento, las dos primeras tenían como objetivo común el desarrollo de proyectos de energía renovable en comunidades, esto claramente formó comunidades de lugar. En cuanto a la tercera fase, evolucionó el objetivo para suministrar energía, lo que abrió espacio a miembros que buscaban acceder a beneficios por interés propio, estos miembros forman una comunidad de interés [14].

El estar involucrado en iniciativas como esta implica directamente que se tienen actitudes más favorables hacia energías renovables en comparación a quienes no son miembros de alguna cooperativa. Sin embargo, no miembros no necesariamente tienen actitudes negativas hacia energías renovables, ya que se puede interpretar como que son más indiferentes [15]. Ante esto se puede decir que, el generar iniciativas como estas puede lograr integrar proyectos de energía renovable y al mismo tiempo, involucrar a las personas en esto.

En [16] se busca definir el concepto de proyectos renovables a nivel comunitario (una de las facetas de las cooperativas). Para esto se genera un espectro que presenta la variedad entre los casos de estudio. Estos demuestran el proceso de negociación entre motivaciones y contexto que han tenido la mayor influencia en los proyectos de este tipo.

- Actores: Son quienes conforman y hacen la comunidad. Pueden ser desde solo individuos locales a organizaciones no locales, negocios o incluso el gobierno.
- Toma de decisiones: Corresponde a quién tiene poder e influencia en el proyecto, tiene que ver con los derechos de voto. Puede ir desde un voto por cada actor hasta que solo un actor tenga todos o la mayoría de los votos.
- Beneficio económico: Como es distribuido el beneficio. Puede ir desde un fondo comunitario para beneficio común, puede ser mixto, entregando dividendo en función de las acciones de cada actor, o inversores no locales que se lleven todo el beneficio fuera de la comunidad.
- Escala: Representa decisiones hechas en casos de estudio acerca de la escala del proyecto y como se relaciona con la comunidad local y sus motivaciones.
- Compromiso/Involucramiento: Decisiones sobre el rango y regularidad de métodos para involucrar a los miembros por parte de la organización. Para distintos tipos de proyectos se requieren distintos niveles de compromiso.

Entonces, es posible tener formas fuertes de proyectos renovables comunitarios con motivaciones sociales y normativas, o bien tener formas débiles de proyectos renovables comunitarios con motivaciones más financieras [16]. Esto refuerza lo que son las comunidades de lugar e interés, respectivamente.

En [17] se discute qué son o podrían realmente ser las “energy communities” o comunidades energéticas. Las definen como un grupo de individuos que aceptan reglas voluntariamente con el propósito de cumplir objetivos comúnmente compartidos relacionados con energía, más específicamente.

Se especifican cuatro tipos de comunidades energéticas principalmente, las cuales se relacionan con las comunidades de lugar e interés que han sido mencionadas anteriormente.

- “Single purpose non-place based communities”: Son aquellas organizaciones que tienen un objetivo energético único y están compuestas por miembros con una distribución geográfica más amplia. Un ejemplo es Solardachborse, portal alemán que fomenta igualdad entre demanda y generación a través de la creación de una comunidad virtual para crear plantas basadas en energías renovables. Se ponen en arriendo techos para instalación PV o solicitar espacio en techos para inversión deseada, además se entrega información técnica y económica.
- “Single purpose place-based communities”: Similar al anterior pero con miembros ubicados en una misma zona geográfica. Se busca el desarrollo local. Un ejemplo es Gorran Hihglanes, en la ciudad de St Gorran en Cornwall, invirtió en la construcción de una planta eólica desde 2008. Alrededor de 100 miembros aportaron 80.000 libras para la construcción de dos turbinas de 80 kW, operacionales desde 2011. La comunidad se

desarrolló como parte de la cooperativa Community Power Cornwall cuyo objetivo es promover condiciones para energías renovables.

- “Multi purpose non-placed based communities”: Poseen múltiples objetivos sin tener una zona geográfica común. Un ejemplo es Retenergie que busca la producción de energía, venta y suministro. Cualquiera se puede unir y las actividades locales son organizadas con un esquema de red donde existen nodos territoriales con una persona responsable para una o más regiones.
- “Multi purpose place-based communities”: También poseen múltiples objetivos con miembros en una zona geográfica. Un ejemplo es el de la isla Samsø en Dinamarca, donde una multiplicidad de asociaciones trabajan juntas para alcanzar objetivos compartidos como transición energética y desarrollo local. Desde 1997 a 2005 se instalaron 34 MW de energía eólica donde la población aportó 47M de euros y las instituciones públicas 8M de euros. El interés local ha cambiado a economía circular ³, nuevos proyectos incluyen comunicación, transporte público, agricultura y residuos.

Con todo esto dicho, es importante describir como ha sido el comportamiento de las cooperativas en países desarrollados como Alemania, Dinamarca, Gran Bretaña y Austria. A continuación se presenta la figura 2.4 en donde se observa la evolución en la cantidad de cooperativas en estos países a lo largo de los años.

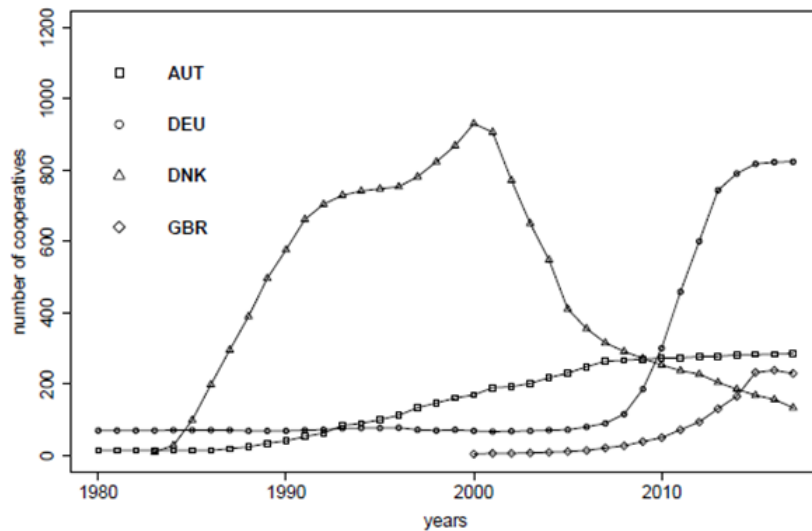


Figura 2.4: Evolución número de cooperativas [18].

Alemania, Dinamarca, Austria y Gran Bretaña poseen el 80 % del total de cooperativas en el continente europeo. Dinamarca es el pionero en cooperativas dada la cantidad y su relación con la población total. Sin embargo, para 2018 Alemania es quien lidera [18].

Estos ejemplos permiten concluir que el desarrollo histórico de cooperativas coincide con el desarrollo de esquemas de apoyo en los distintos países. Esquemas de apoyo financiero

³ “La economía circular propone un nuevo modelo de sociedad que utiliza y optimiza los stocks y los flujos de materiales, energía y residuos y su objetivo es la eficiencia del uso de los recursos. Los residuos de unos se convierten en recursos para otros y el producto debe ser diseñado para ser deconstruido”. Disponible en: <http://economiecirculaire.org/wp/economia-circular/>

resultan ser los más importantes para establecer estas iniciativas. El remover estos esquemas de apoyo lleva a una caída en la creación de nuevas cooperativas.

Sin dudas el desarrollo de cooperativas permitió integrar recursos renovables e involucrar a las comunidades para hacerlo y tener beneficios al participar en estas iniciativas.

2.3.1. Dinamarca

En un comienzo (1990's) se incentivó la generación eólica con tarifas feed-in (FiT ⁴) y subsidios al impuesto por generación eólica (carbón y energía). En 1999 se le dio libertad a consumidores de elegir proveedores pero debían comprar una cierta cuota de generación renovable.

En 2002 dado que el mercado alcanzó cierta madurez, se retiró la FiT, decreciendo la cantidad de cooperativas para 2004, donde se alcanzaron economías de escala. Resultaba más conveniente realizar proyectos de mayor capacidad.

Entre 1980 y 1990 se instalaban turbinas en lugares que no necesariamente poseían un buen potencial eólico, teniendo gran impacto visual y resultaba en pequeñas turbinas sub-óptimas. En 2003 se desarrolló la tecnología “offshore”, con la cual las cooperativas no podían competir. Con todo esto, solo un 12 % de cooperativas inscritas existen todavía.

Para 2018, el acuerdo energético ⁵ especificaba estrategias para reducir el impacto en terreno y reducción del número de turbinas para 2030 (más de la mitad). Luego de 2020 el apoyo para turbinas en viviendas será descontinuado lo que deja menos terreno para cooperativas.

2.3.2. Alemania

Cooperativas han sido establecidas mayoritariamente desde el 2010, asociado a la búsqueda de dejar la generación nuclear y un aceleramiento del proceso de descarbonización en el país.

La FiT se reemplazó gradualmente por un sistema de licitación para la mayoría de Energías Renovables (ER). En 2015 se estableció un sistema de subasta de 3-4 rondas de licitación para energía eólica y solar cada año. Sin embargo, las instalaciones de baja escala fueron exentas para promover iniciativas dirigidas por consumidores (comunidades).

Un total de 136 (14%) cooperativas terminaron, en su mayoría luego del 2014 con el cambio de legislación. Bajas finanzas para cubrir los riesgos inesperados o incertidumbre ante proyectos de larga duración, cambios legislativos desfavorables, problemas de manejo,

⁴ La tarifa feed-in significa que se paga más por la inyección de energía a la red de distribución que lo que cuesta consumir energía desde esta.

⁵ Acuerdo firmado en Junio de 2018 por el gobierno Danés con el apoyo de todos los partidos en el parlamento de este país. En este acuerdo se estableció, principalmente, la meta de llegar a un 55% de generación renovable al 2030, compromiso de construir tres centrales eólicas del tipo “offshore” y nuevos fondos para financiar centrales solares y eólicas del tipo “onshore”.

etc, fueron parte de las razones.

2.3.3. Gran Bretaña

El incremento de cooperativas coincide con la incorporación de FiT en el 2010. El objetivo fue apoyar instalaciones de pequeña y mediana escala, también para promover generación distribuida y la participación de la gente en la transición energética. El FiT se redujo en 2016 para proyectos de baja escala y límites de implementación fueron introducidos.

Otros beneficios para iniciativas de comunidades energéticas son la devolución de impuestos sobre sus inversiones. Este se removió en 2014 si el proyecto era beneficiario del FiT, Renewables Obligations (iniciativa al nivel de transmisión) o Renewable Heat Initiative.

El cambio de apoyo gubernamental no afectó tanto el término, sino la disminución en la creación de nuevas cooperativas. Con datos del documento [18], solo 62 cooperativas han sido terminadas.

Las cooperativas jugaron un rol de promoción a la generación renovable distribuida. Para 2018 se estima una capacidad instalada de 150 MW.

2.3.4. Austria

La biomasa (madera) es la segunda energía renovable más importante dado el potencial del país, siendo la energía hidráulica la principal. Fuente importante para la calefacción distrial llegando a un total de 45 % de calefacción entregada por las cooperativas, mayoritariamente operadas por granjeros.

El 95 % de las cooperativas de Austria tiene actividades en calefacción distrial, principalmente en zonas rurales. La oportunidad estaba en utilizar residuos de la industria maderera.

Las cooperativas accedieron a subvenciones de capital y prestamos blandos que permitieron cubrir hasta 50 % de la inversión. Se garantizó FiT para generación en base a biomasa en 2002. Posteriormente, en 2006, se realizó una medida correctiva para alcanzar eficiencias del 60 % en la generación en base a biomasa.

Si bien algunas cooperativas han cerrado en el continente europeo, a la actualidad existe más de 2.000 cooperativas en este continente, según los datos presentados por federaciones de cooperativas como REScoop ⁶, Cooperatives Europe ⁷ y Enercoop ⁸. Existen otras federaciones del mismo estilo pero que no informan la cantidad de cooperativas que pertenecen a estas o bien, ofrecen servicios de suministro de energía directamente, por lo que el número total de cooperativas en Europa es más del informado.

⁶ REScoop. Pagina web: <https://www.rescoop.eu/>

⁷ Cooperatives Europe. Página web: <https://coopseurope.coop/about-us/our-members>

⁸ Enercoop. Página web: <https://www.enercoop.fr/nos-cooperatives>

2.4. Aspectos regulatorios en Chile

2.4.1. Ley de Generación Distribuida

La ley de generación distribuida 20.571 o “Net-Billing” se promulgó el 22 de Octubre de 2014 [19]. En esta se permite la autogeneración de energía basada en energías renovables no convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente con el fin de autoconsumo.

Se debe aclarar que los medios de generación renovable no convencionales son aquellos cuya fuente de energía sea la biomasa, hidráulica (menor de 20 MW), geotermia, solar, eólica y proveniente del mar. Por otro lado, la cogeneración eficiente genera energía eléctrica y calor mediante un solo proceso con un límite de potencia máxima de 20 MW.

Esta ley entrega el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica y ésta, a su vez, está obligada a comprarla a un precio regulado publicado en los sitios web de cada empresa.

Para hacer uso de esta ley se necesita un medidor bidireccional que sea capaz de registrar tanto la energía que sale de la casa como la que entra. De esta forma, los excedentes de energía que el cliente no pueda utilizar para su propio consumo serán inyectados a la red de distribución valorizados al precio establecido por la distribuidora, que en el caso de Chile es menor al precio de venta de energía (Net-Billing). Estas inyecciones serán descontadas de la facturación correspondiente al mes siguiente. La figura 2.5 ejemplifica cuales son los instantes de inyección para una curva de demanda residencial con generación solar (1.5 [kW] instalados).

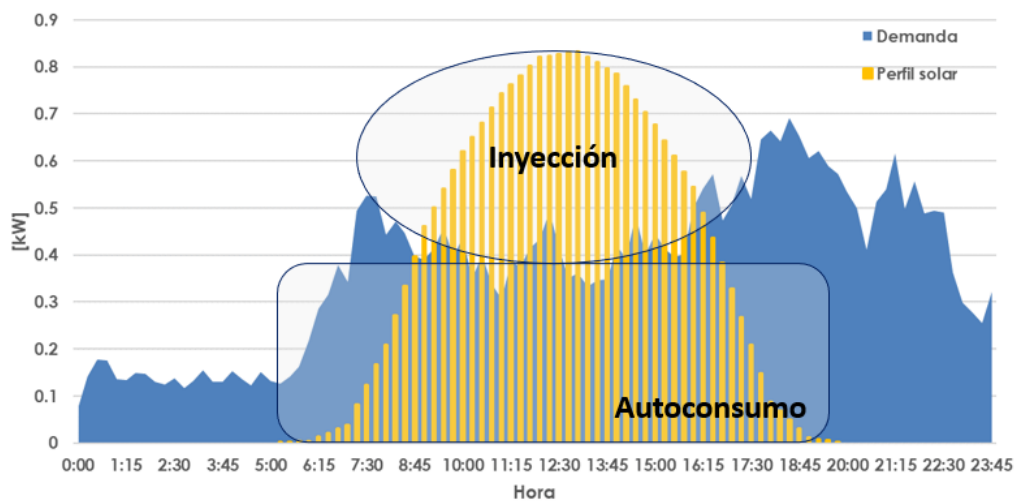


Figura 2.5: Diferencia de inyección y autoconsumo residencial.

En el caso que los remanentes de inyección de energía que transcurrido el plazo señalado en el contrato entre el cliente y la distribuidora, no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deberán ser pagados al cliente por la concesionaria de servicio público de distribución respectiva. Para tales efectos, la concesionaria correspondiente deberá emitir al titular un documento nominativo representativo de las obligaciones de dinero emanadas de las inyecciones no descontadas, salvo que el cliente haya optado por otro mecanismo

de pago en el contrato respectivo [19].

La figura 2.6 presenta un esquema del funcionamiento relacionado a la ley 20.571 de generación distribuida.



Figura 2.6: Funcionamiento ley generación distribuida [19].

Para acogerse a esta ley, todo sistema de generación eléctrica debe ser declarado ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Esta declaración eléctrica se debe realizar por medio de un “instalador autorizado” por la misma institución, y debe contener los detalles técnicos de la instalación, los productos a utilizar y justificar debidamente el autoconsumo. La SEC fiscaliza la instalación correspondiente para autorizar su funcionamiento, que en caso de ser autorizada el propietario debe notificar su conexión a la red a la empresa de distribución eléctrica. Un listado de productos autorizados y los contactos de instaladores autorizados que hayan declarado exitosamente instalaciones de este tipo son puestas a disposición de la ciudadanía por parte de la SEC.

Como ya se mencionó, el precio de venta por inyección de energía es menor al precio de compra desde la red. Esto se debe a que al comprar la energía, el cliente debe pagar por las instalaciones que llevan la energía hacia él, lo que incluye el sistema de transmisión y distribución. Esto se diferencia de lo mencionado en la sección anterior donde se dieron ejemplos de tarifas feed-in en países europeos, cuyo objetivo era incentivar este tipo de instalaciones.

La SEC también pone a disposición un informe en el cual se muestran las instalaciones declaradas hasta la fecha de salida de este. En la figura 2.7 y 2.10 se presentan las instalaciones declaradas de generación residencial hasta Septiembre del 2020.

Instalaciones Residenciales Inscritas (Ley 20.571)

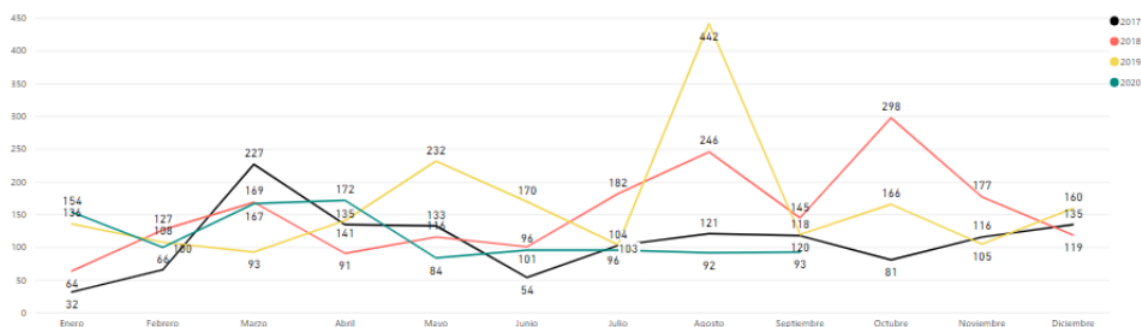


Figura 2.7: Instalaciones declaradas de generación residencial [1].

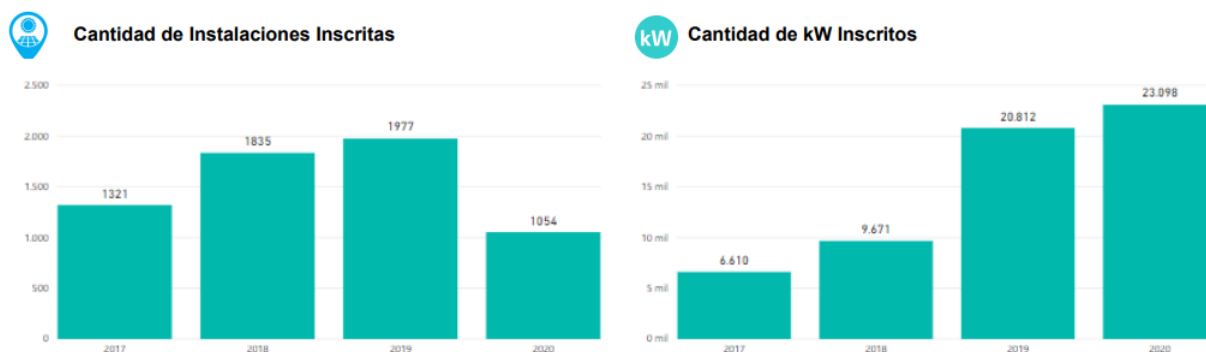


Figura 2.8: Instalaciones y kW declarados de generación residencial [1].

Claramente se puede observar como las instalaciones de generación residencial han ido al alza. De la Figura 2.7 se desprende que para Septiembre del 2020 el total de instalaciones es de 6.890 (incluyendo aquellas de los años 2015 y 2016). En total, se tienen cerca de 65,64 [MW] instalados a Septiembre de 2020 (incluyendo los años 2015 y 2016). Esto da a entender que el aporte de generación distribuida seguirá en aumento y mantiene un gran potencial dado los distintos beneficios que trae consigo para el cliente.

Si bien, las instalaciones van en aumento, estas aún representan un porcentaje pequeño de adopción a diferencia de lo que pasa en otros países. Un ejemplo es la situación en Australia [20], donde aproximadamente el 20% de clientes posee instalaciones solares y participan en el “National Energy Market”. Esto ha llevado a tener que realizar reformas importantes para permitir una mayor integración solar por parte de los clientes, enfocado en cuatro puntos importantes, cambiar los incentivos para entregar esta energía a la red, reconocer esto como un servicio para el sistema de potencia, permitir que las redes desarrollen nuevas tarifas y soluciones con precios flexibles que permitirá a cada red diseñar un “menú” de opciones que se adapte a sus capacidades, preferencias del cliente y políticas gubernamentales.

Este ejemplo permite evidenciar que, si la generación distribuida continúa creciendo de esta forma, más temprano que tarde será un desafío para el sistema de distribución chileno, como lo está siendo en Australia.

Se debe mencionar que en Noviembre de 2018 se promulgó la ley 21.118 que modifica la

ley de generación distribuida, principalmente aumentando la máxima capacidad instalada de 100 kW a 300 kW.

Para mantener el espíritu de autoconsumo, en caso de existir remanentes al final del contrato, una de las condiciones para que estos sean entregados es probar que el objetivo de la instalación es, justamente, el autoconsumo, y en caso de no demostrarlo, el remanente acumulado luego de 5 años será socializado entre todos los clientes de la comuna respectiva. Además, el cliente podrá también traspasar sus excedentes a otro hogar de su propiedad que se encuentre en la misma área de concesión de la instalación. Con esta modificación, el pago de excedentes se permite para:

- Clientes residenciales con instalaciones de hasta 20 kW.
- Personas jurídicas sin fines de lucro con instalaciones de hasta 50 kW.
- El proyecto fue dimensionado adecuadamente para el autoconsumo.

El objetivo del último punto es, evitar instalaciones sobredimensionadas que puedan llegar a actuar como generadores en la red de distribución, cuyo objetivo principal es vender la mayoría de su generación a la red de distribución y, como consecuencia, verse beneficiados por esta venta más que por dejar de consumir energía desde la red.

2.4.2. Caso comunitario

La regulación establece que es permisible tener sistemas comunitarios o de propiedad conjunta, sin embargo, los beneficios por inyección son entregados de forma individual y no como comunidad. De esta forma, un grupo de clientes tiene la posibilidad de demostrar posesión de sistemas de generación y/o almacenamiento para que se les aplique la ley, pero ninguno de los miembros de la agrupación podrá ejercer una posición dominante respecto de los demás propietarios del equipamiento de generación conjunto. Cabe destacar que el caso comunitario está pensado dentro de los marcos regulatorios que esta ley establece (generación distribuida), y en ningún caso para su operación bajo un esquema de micro-red.

“Las inyecciones de energía valorizadas conforme al Capítulo 2 del presente Título provenientes de un Equipamiento de Generación Conjunto, deberán ser descontadas de los Cargos por Suministro Eléctrico de las facturaciones correspondientes a los números de identificación de servicio asociados a los propietarios del Equipamiento de Generación Conjunto, de acuerdo a las reglas de repartición de inyecciones establecidas en el contrato de propiedad conjunta” [21].

De esta forma, la generación solar es valorizada al precio de la energía en su totalidad, es decir, no se admite el autoconsumo de forma comunitaria (como si fuese una carga común) y toda la generación es inyectada a la red (aunque parte importante de la generación de la comunidad sea consumida localmente), obteniéndose los beneficios pertinentes. Esto queda establecido en lo dicho en el Diario Oficial sobre el reglamento de generación distribuida para autoconsumo.

“Los Usuarios Finales que se agrupen y dispongan para su propio consumo de un Equipamiento de Generación Conjunto, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma

generen a la red de distribución a través del empalme al cual se encuentra conectado el Equipamiento de Generación, valorizar dichas inyecciones y descontarlas de los Cargos por Suministro Eléctrico de las facturaciones correspondientes asociadas a los números de identificación de los respectivos servicios, de acuerdo a lo establecido en los Capítulos 2 y 3 del Título VII del presente reglamento” [21].

“Para ejercer el derecho señalado en el artículo anterior los miembros de la agrupación deberán estar conectados a las redes de distribución del mismo concesionario de servicio público de distribución y acreditar la propiedad conjunta del Equipamiento de Generación Conjunto. Dicha acreditación podrá realizarse demostrando la existencia de títulos o derechos de participación en una persona jurídica previamente constituida que sea propietaria de un Equipamiento de Generación; mediante una declaración en el contrato de propiedad conjunta referido en el artículo siguiente; o mediante cualquier otro medio que dé cuenta de la propiedad conjunta de manera fehaciente” [21].

La principal crítica al caso comunitario descrito en esta ley es que, la generación producida por los activos propios de la comunidad debe ser vendida en su totalidad a la red de distribución, y no puede ser consumida por esta misma. Es decir, no se permite a la comunidad consumir su propia generación, pero vecinos cerca de la comunidad, que no son propietarios de los activos, son los que consumen esta energía.

Entonces, ¿por qué no permitir que la comunidad consuma su propia generación si, de todas formas, es consumida por clientes locales mayoritariamente?. Una de las principales problemáticas es que para permitir que esta comunidad pueda consumir energía de su instalación, es que debe ser considerada como un gran cliente (un medidor por comunidad o micro-red).

Uno de los objetivos de este trabajo es, demostrar que si la comunidad pudiera autoconsumir, a partir de sus activos (instalación comunitaria), obtendrían beneficios económicos en cuanto a costos de inversión y operación en un periodo de tiempo, haciendo mucho más llamativas y convenientes este tipo de instalaciones.

2.4.3. Subsistemas de distribución

Existe una figura en la norma técnica de la SEC denominada “Subsistema de Distribución” [22], a partir de la cuál el autoconsumo comunitario es aplicable. Esto se debe a que todo el conjunto de infraestructura comunitaria es tratado como un único cliente desde la perspectiva del sistema, donde las instalaciones comunitarias (paneles y sistema de almacenamiento) están conectados aguas abajo del medidor asociado a la comunidad, por lo que el autoconsumo comunitario es directo.

Se define subsistema de distribución como una red eléctrica de distribución construida dentro de los límites de la propiedad o del edificio, condominio o comunidad, administrada y mantenida por la comunidad, sus representantes o quienes se designen, cuya finalidad es proveer energía eléctrica a cada uno de sus integrantes, en forma independiente del control de la Empresa Eléctrica concesionaria de la zona, es decir, se comporta como un cliente conectado a la red y por lo tanto el autoconsumo es totalmente posible (todos los activos se

encuentran instalados aguas abajo del único medidor).

Además, se establece que la finalidad de un subsistema de distribución es la de aprovechar las ventajas económicas que ofrece la compra en grandes bloques de energía, por lo tanto quien lo establezca y lo opere deberá efectuar un estudio de alternativas en el que se demuestre que el costo final de la energía y/o las condiciones de calidad de servicio para el usuario individual ofrecerán una ventaja real con respecto a las ofrecidas por la concesionaria local.

Este estudio se debe presentar a la SEC, firmado por un instalador con licencia para realizar este tipo de instalaciones, en el que se establezca que:

- Usuarios que se conectarán al subsistema.
- Constitución física del subsistema, mostrada a través de un proyecto consistente en los planos de las instalaciones, memorias de cálculo, memorias descriptivas de construcción y operación y un análisis detallado de los costos de construcción.

Ante esto, la SEC podrá exigir modificaciones o rechazar el estudio fundamentando su rechazo sobre bases técnicas, habiendo constatado que las instalaciones propias del subsistema no cumplen la normativa vigente, si tales observaciones no son subsanadas en plazo que ella misma determina. Por su parte, las empresas eléctricas concesionarias locales no podrán oponerse a la constitución de un subsistema de distribución que haya cumplido todas las exigencias que impone la norma citada.

Esta figura reglamentaria presenta la potencialidad de que la operación en isla es permisible, ya que se divide la propiedad de la red de distribución. Sin embargo, esto a la vez se transforma en un desafío y dificultad, ya que se debe considerar un costo adicional relacionado con la inversión completa de la red que conecta al grupo de vecinos, o bien, arrendar de alguna forma la red de distribución que sea propiedad de la empresa eléctrica concesionaria.

Otra de las dificultades claras que presentan los subsistemas de distribución es que, estos deberán proyectarse y construirse de modo tal que cualquiera de sus usuarios individuales tenga la opción de desconectarse del subsistema y conectarse a la red de la concesionaria local. La dificultad se basa principalmente en que se debe implementar una infraestructura tal de que este cliente pueda aislarse del subsistema de distribución, el cuál debe acceder posteriormente a un medidor propio en su hogar con su empalme correspondiente (en coordinación con la distribuidora). Esto se establece en el párrafo 5.2.9 de la norma de instalaciones de consumo en baja tensión de la SEC [22].

“Los subsistemas de distribución deberán proyectarse y construirse de modo tal que cualquiera de sus usuarios individuales tenga la opción de desconectarse del subsistema y conectarse a la red de la Concesionaria Local.”[22].

Sumado a esto, y como se mencionó previamente, la comunidad debe garantizar la operación dentro de los límites permisibles. Este es un claro desafío para una comunidad, cuyo objetivo principal es disminuir costos mediante la inversión de paneles comunitarios, y aumentar confiabilidad mediante un sistema de almacenamiento, ya que es muy probable que ningún cliente, que forme parte de la comunidad, tenga los conocimientos necesarios para

operar su subsistema de distribución. Es por esto que un subsistema de distribución toma mayor sentido para cargas de tamaño medio o multiplicidades de clientes (viendo los beneficios de la agrupación).

En este sentido, se deberían dar posibilidades para cumplir con este punto, tales como permitir que la concesionaria eléctrica pueda operar el subsistema o que una entidad externa lo haga, recibiendo un pago por ello. Estas son figuras regulatorias más complejas, similares a las mencionadas previamente en este capítulo, como el modelo de negocios híbrido, donde los recursos distribuidos son poseídos por la comunidad y la compañía eléctrica posee los activos asociados a la red de distribución, o el modelo “Energy as a Service” o de terceras partes donde una tercera parte hace la asesoría a la comunidad en cuanto a manejo eficiente de energía o realiza la operación, o ambas.

A pesar de estas dificultades, los subsistemas de distribución son la figura apropiada para implementar los casos de estudio que se presentarán en este trabajo. Sin embargo, en este trabajo los costos asociados a la red de distribución no son considerados dentro del problema de optimización, por lo que esa asumido que es posible seccionar la red de distribución, propiedad de la concesionaria eléctrica local, permitiendo que los consumidores utilicen estos activos en caso de falla (operación aislada).

Cabe destacar que, para que este supuesto ocurra en la realidad, se debe avanzar regulatoriamente en ello, principalmente en como la regulación puede facilitar los modelos de negocio que fueron destacados previamente en este capítulo.

2.5. Indicadores de confiabilidad

Como se ha mencionado, principalmente en la sección 2.2, parte de los beneficios de una micro-red es el aumento en la confiabilidad de suministro para los clientes. Dado esto, resulta importante tener una noción cuantitativa sobre indicadores de confiabilidad que permiten entender qué tan afectados se ven los clientes (conectados a la red de distribución), que no son parte de una micro-red, a interrupciones de suministro a lo largo de un periodo de tiempo. De esta forma, es posible dar una idea base, desde la cual, se verían los beneficios de ser parte de una micro-red, en cuanto al aspecto de confiabilidad.

El indicador SAIDI representa la duración promedio de interrupciones que experimenta un cliente durante un periodo de tiempo. Similar a esto, el SAIFI representa la fallas promedio que experimenta un cliente en el mismo periodo de tiempo. En particular, el informe de la SEC [1] se refiere únicamente al primero en sus datos estadísticos.

Las interrupciones de electricidad pueden ser generadas por causas internas, es decir de responsabilidad de las empresas distribuidoras, causas externas, es decir, interrupciones no autorizadas en los sistemas de transmisión y/o generación, o fuerza mayor.

La estadística que se recopila es debido al reporte de las empresas distribuidoras a la SEC, informando diferentes interrupciones, realizando una primera calificación que da origen al indicador SAIDI informado por las empresas.

De esta forma, la estadística del SAIDI mostrada en el informe de la SEC [1] es la resultante de un análisis detallado de las interrupciones de fuerza mayor informada por las empresas, recalificando dichas interrupciones.

A continuación se muestra la estadística disponible hasta el mes de Octubre del año 2020 y como se compara el SAIDI (medido en horas por año) con respecto a años anteriores, de forma anual y por mes para los años 2018, 2019 y hasta Octubre del 2020.

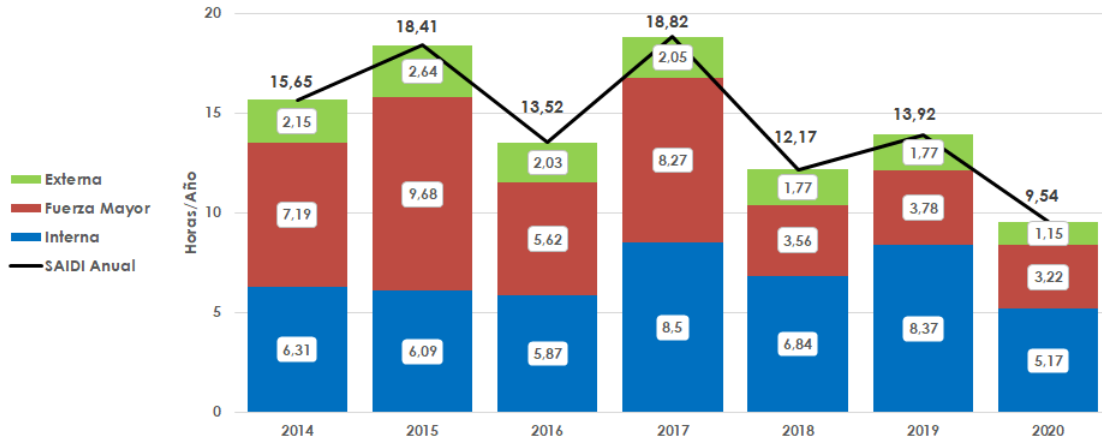


Figura 2.9: Estadística SAIDI anual desde 2014 [1].

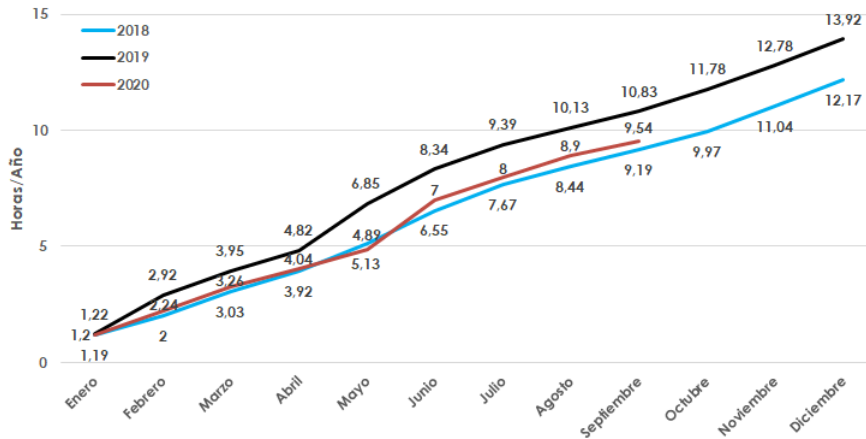


Figura 2.10: Estadística SAIDI mensual desde 2018 [1].

2.6. Reglamento de servicios complementarios

Los servicios complementarios son prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos de:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a la ley general de servicios eléctricos [23].

Son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

En primer lugar, cuando el requerimiento de servicios complementarios sea de cortísimo plazo (prestación del servicio sea por un plazo inferior a seis meses y el período que medie entre la presentación de ofertas y la prestación del servicio sea igual o inferior a 15 días), y se identifique que existen condiciones de competencia para su prestación, su materialización se deberá efectuar a través de subastas.

Mientras que si el requerimiento el servicio no sea de cortísimo plazo o cuando implique la instalación de nueva infraestructura para su prestación, la asignación de su prestador se deberá efectuar a través de licitaciones.

En ambos casos podrán participar “todos aquellos que cumplan con los requisitos y exigencias definidas por el Coordinador en las respectivas Bases, en conformidad a la normativa vigente, para el correspondiente servicio licitado” [24].

2.6.1. Usuarios finales

El reglamento de la CNE define servicios complementarios como “aquellas prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional”. Los Servicios Complementarios requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional deberán materializarse a través de procesos de licitaciones o subastas, estas últimas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo [24].

En este reglamento se establece la posibilidad de que usuarios finales puedan prestar estos servicios relacionados con incrementos o disminución de demanda eléctrica medidos desde su punto de conexión al sistema eléctrico. Se especifica que estos pueden ser prestados de forma individual o agrupada, siendo este último caso asociado a la generación comunitaria o micro-redes.

Existe la posibilidad de que terceras partes puedan participar en la prestación de servicios como representantes de los usuarios finales. En este caso serán los usuarios finales quienes deben mandar las labores de comunicación, entrega de información y coordinación de las acciones necesarias para dicha prestación (a la tercera parte), e informar esta modalidad de prestación previamente al Coordinador.

A su vez, los usuarios finales serán los responsables de dar cumplimiento a los requisitos y exigencias de los servicios complementarios prestados.

2.6.2. Sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento también están habilitados para prestar servicios complementarios tales como inyecciones y retiros de energía del sistema.

Si sistemas de almacenamiento prestan servicios complementarios adjudicados a través de subastas o licitaciones, será el Coordinador quien resguarde y establezca la compatibilidad de la propia prestación con servicios de otra naturaleza que el titular del sistema de almacenamiento de energía esté habilitado para realizar según la normativa vigente.

Algo importante que se señala en el reglamento es que “Las inyecciones y retiros valorizados que ocurran con motivo de la prestación de servicios complementarios, y sin perjuicio del beneficio o pérdida operacional que representen, no afectarán el pago asociado a la prestación de dicho servicio que le corresponda al respectivo titular del Sistema de Almacenamiento de Energía”. Esto quiere decir que el pago acordado por la licitación no se verá afectado por los precios de inyección y retiro del sistema.

Si bien el foco de este trabajo es mostrar que las micro-redes dan confiabilidad, estas también pueden dar flexibilidad al sistema eléctrico mediante la prestación de servicios complementarios.

Un ejemplo es el trabajo [25]. En este, se busca minimizar los costos de operación de una micro-red genérica, agregando restricciones de flexibilidad (modelo genérico que puede ser aplicado a cualquier micro-red), a partir de las cuales se estudia la prestación de servicios a la compañía eléctrica tales como, apoyo a la regulación de frecuencia por un minuto, seguimiento de carga mediante la mitigación de variaciones de carga neta en el alimentador de distribución, servicios de rampa horario y poniendo límites a la capacidad de dar flexibilidad por parte de la micro-red.

Otro ejemplo es lo que se presenta en [26]. Este trabajo presenta problemas de optimización para determinar los puntos de ajuste de los distintos recursos presentes en una micro-red, con el objetivo de prestar servicios complementarios al sistema eléctrico de potencia en una operación conectada a la red. Estos servicios complementarios son control de frecuencia, control de voltaje y reducción de carga. Además, este trabajo usa como micro-red el proyecto ERANETMED 3DMicroGrid que se centra en el diseño, desarrollo y demostración de un sistema de micro-redes inteligentes para integrar y optimizar múltiples fuentes de energía y cargas de tamaño pequeño a mediano, usando el campus de Malta College of Arts, Science and Technology (MCAST).

Capítulo 3

Metodología

En esta sección se describe la metodología utilizada para resolver el problema de optimización que planifica micro-redes de una cantidad de clientes dada.

La sección 3.1 presenta las herramientas computacionales que son utilizadas para realizar la programación. La sección 3.2 presenta el problema de optimización que se utilizó para resolver la capacidad óptima de recursos que deben ser instalados para un grupo de clientes, considerando escenarios de falla a lo largo de un año.

3.1. Herramientas computacionales

3.1.1. Python

Python es un lenguaje de programación, gratuito y de código abierto. Su uso es diverso y se espera que desarrollar un código tome menos tiempo que otros lenguajes como “Java” o “C++”, que requieren un mayor conocimiento del funcionamiento interno de los elementos, aunque los tiempos de ejecución en esos lenguajes son menores. Lo anterior se basa en la comparación realizada por los mismo desarrolladores [27].

El uso de Python es de gran relevancia para este trabajo, ya que permite cargar los datos de entrada y de salida de los modelos, y es posible realizar las simulaciones requeridas para conseguir los objetivos propuestos, a través de la integración de múltiples herramientas sobre una misma plataforma desarrollada en este lenguaje. Además, este programa cuenta con la particularidad de poder ser utilizado como interfaz para el uso de Gurobi que es el programa que resuelve los problemas de optimización planteados en las secciones 3.2.1 y 3.2.3 de este capítulo.

3.1.2. Gurobi

Gurobi es un solver de optimización, con capacidad para resolver una gran variedad de problemas, se caracteriza por una amplia compatibilidad con otros lenguajes de programación, como MATLAB, Python, R, C, C++, Java e incluso puede ser usado desde Excel. Utilizando Gurobi, es posible atacar problemas de tipo:

- Lineal (LP)
- Cuadrático (QP)
- De restricciones cuadráticas (QCP)
- Programación entera (MIP)
- Programación lineal entera (MILP)
- Programación cuadrática entera (MIQP)
- Programación entera con restricciones cuadráticas (MIQCP)

Además de lo anterior, otra gran ventaja de Gurobi, frente a otras opciones del mercado, es el alto nivel de personalización de sus parámetros, para obtener soluciones en tiempos menores ¹.

Para este trabajo, se utiliza Gurobi desde Python (Spyder), la compañía desarrolladora brinda licencias académicas de su software de forma gratuita siempre que sea con fines estudiantiles.

Desde Python, es posible explotar la programación orientada a objetos, para desarrollar un ambiente eficiente y eficaz para lograr los objetivos de este trabajo.

3.2. Optimización de recursos

En esta sección se presenta el problema de optimización a resolver en este trabajo, el cual será modificado según los casos de estudio presentados en la sección 4.2. El problema busca encontrar la capacidad óptima, tanto de paneles fotovoltaicos como de sistema de almacenamiento, que se debería instalar en una micro-red para mantener una autonomía de ocho horas ² (operación en isla) ante tres escenarios de falla continua, a lo largo de un año de simulación.

3.2.1. Selección de escenarios

El problema de optimización principal es estocástico, y esta estocasticidad queda determinada por tres escenarios de falla. De esta forma, se deben encontrar aquellos instantes en los que, al ocurrir una falla con ocho horas de duración, los consumos energéticos de la micro-red, durante estos escenarios de falla, sean los tres más representativos a lo largo del año simulado (en periodos de ocho horas).

¹ Gurobi entrega la versión completa del programa a estudiantes en: <https://www.gurobi.com/academia/academic-program-and-licenses/>. Software disponible en: <https://www.gurobi.com/downloads/>

² Se consideran 8 horas en este trabajo para que el sistema de almacenamiento a instalar en la micro-red urbana comunitaria pueda ciclar completamente en horas de noche, dando la posibilidad de abastecer la demanda en lo más mínimo con energía proveniente de la red. Además, se cubre gran parte del SAIDI, asociado a interrupciones internas, visto por clientes residenciales (estadística mostrada en la sección 2.5).

Entonces, lo primero que se debe tener en cuenta para determinar estos escenarios, es determinar los consumos a lo largo del año para ventanas móviles de ocho horas de duración (duración de la falla). Para estas ventanas móviles, se considera el periodo que va desde el instante inicial de la simulación, hasta ocho horas antes del final del año completo de simulación .

Como ya se mencionó anteriormente en este trabajo se utiliza una resolución de 15 minutos en la simulación, de esta forma las 8760 horas del año se traducen en un vector de un largo de 35040. Ante esto, se crea un vector de consumos de un largo de 35008 debido a que se consideran las ventanas móviles hasta ocho horas antes del final del año de simulación.

La forma para calcular estos consumos se presenta en la ecuación a continuación.

$$Consumo[i] = 0,25 \sum_i^{i+32} D[i], \quad \forall i \in \{0, 35008\} \quad (3.1)$$

La constante 0,25 tiene que ver con el intervalo utilizado, representando un cuarto de hora y así obtener la energía consumida y no la potencia demandada. De igual forma, el término $i + 32$ indica que se considera la sumatoria desde el instante i hasta ocho horas más (8 horas en periodos de 15 minutos).

Idealmente la selección de escenarios se podría hacer con todos los consumos calculados en estas ventanas móviles, sin embargo el nivel computacional requerido para reducir todos los consumos a los tres consumos más representativos es demasiado.

Entonces, con el objetivo de simplificar el trabajo computacional para la selección de escenarios se recurre a agrupar todos los consumos en un histograma de 100 intervalos entre los valores máximos y mínimos. Luego, se seleccionan los consumos intermedios de cada intervalo para así obtener un total de 100 consumos representativos para seleccionar los escenarios. Las frecuencias de cada intervalo serán consideradas más adelante para determinar la probabilidad de cada escenario. La figura 3.1 muestra un ejemplo del histograma resultante de los consumos para 10 y 100 clientes.

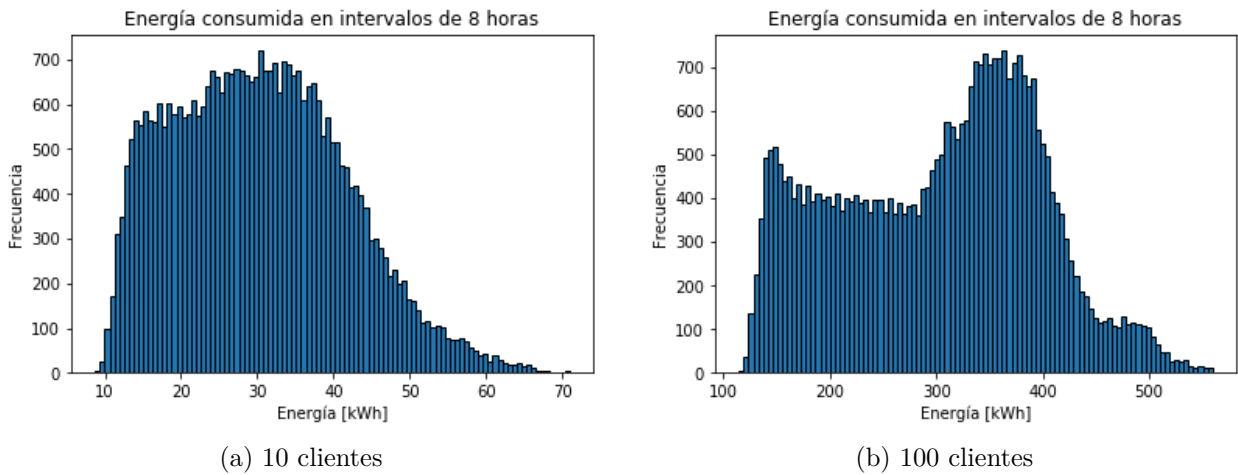


Figura 3.1: Histogramas de consumo en ventanas móviles de 8 horas.

El siguiente paso es agrupar los consumos seleccionados a partir de estos histogramas y ordenarlos de mayor a menor. Posteriormente, se pasa a resolver un problema de optimización pequeño que busca minimizar el error cuadrático medio entre estos consumos y el ajuste que dependerá de los escenarios que se quieran obtener. Como ya se mencionó anteriormente, este trabajo contempla tres escenarios de falla.

A continuación se presenta el problema de optimización mencionado. Esta optimización tiene la capacidad de formar los grupos de manera tal que se minimice el error entre la solución seleccionada y el ajuste escogido. Para lograr esto, se enumeran las transiciones totales de la variable de ajuste, comportándose según las ecuaciones 3.3 y 3.4. Si el número de transiciones se limita a un cierto valor, se logran formar la cantidad de grupos que uno desee (escenarios a considerar en el problema de optimización), en este caso en particular son tres los grupos necesarios, por lo tanto, dos transiciones.

$$\min : \sum_i^{Consumos} (Cons[i] - Ajuste[i])^2 \quad (3.2)$$

$$Ajuste[i] - Ajuste[i - 1] \leq Max(Cons[i]) \cdot trans[i] \quad (3.3)$$

$$Ajuste[i] - Ajuste[i - 1] \geq -Max(Cons[i]) \cdot trans[i] \quad (3.4)$$

$$\sum_i^{Consumos} trans[i] = 2 \quad (3.5)$$

| Parámetros | Descripción |
|----------------|--|
| $Cons[i]$ | Consumos representativos de histograma de mayor a menor. |
| $Ajuste[i]$ | Variable resultante del ajuste a los consumos. |
| $trans[i]$ | Variable binaria que indica que existe una transición, 1 si hay una transición y 0 si el ajuste se mantiene igual al anterior. |
| $Consumo$ | Serie ordenada de mayor a menor (de largo 100). |
| $Max(Cons[i])$ | Mayor consumo entre los consumos seleccionados del histograma. |

Tabla 3.1: Descripción de variables

El resultado que se obtiene de este problema de optimización se puede ver ejemplificado en la siguiente figura. En esta se muestra como se ve el ajuste con respecto a los consumos representativos del histograma.

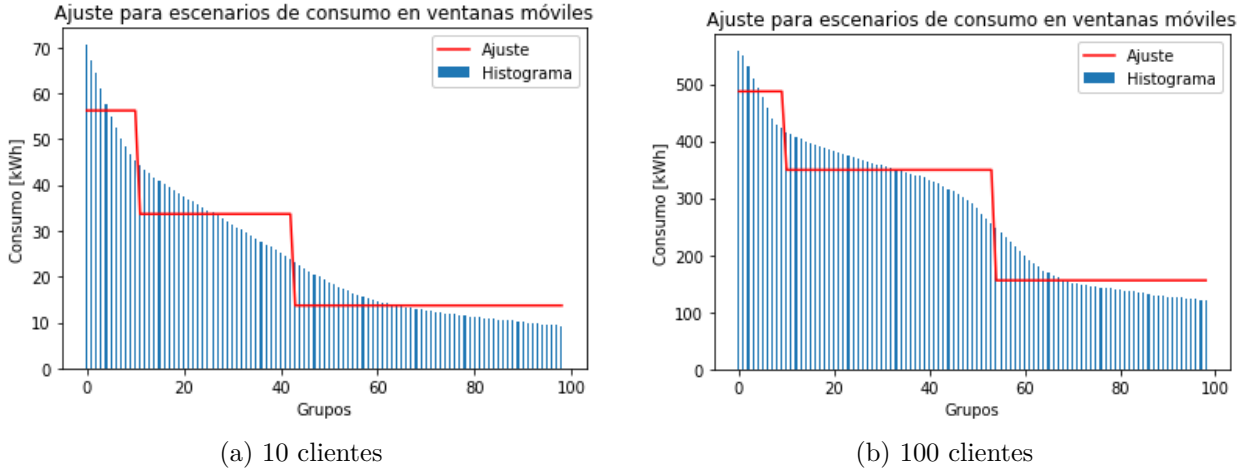


Figura 3.2: Resultado del problema de optimización para encontrar escenarios.

Luego, a partir de lo que se observa en la figura 4.9, el consumo que se selecciona para un escenario es aquel que se acerca más a la variable de ajuste en cada “piso” que representa cada escenario. Esto significa que el consumo cuya diferencia sea mínima con respecto al ajuste para todos los consumos en cada escenario será el seleccionado.

Finalmente, el instante de ocurrencia de la falla para cada uno de los tres escenarios se determina al encontrar los consumos seleccionados para cada uno de estos en el vector que contiene todos los consumos de ventanas móviles.

3.2.2. Probabilidad de cada escenario

Una vez se tiene cual es el consumo seleccionado para cada uno de los escenarios se debe determinar cual es la probabilidad de ocurrencia para cada uno de estos.

En términos simples, la probabilidad será igual a los casos favorables dividido en los casos totales, pero esto no es tan directo ya que el ajuste se hace para una simplificación de todos los consumos en ventanas móviles a lo largo del año como ya se mencionó.

En base a esto, se deben identificar los consumos que pertenecen a un “piso” de la variable ajuste, como se vio en la figura 4.9, y determinar a que intervalo pertenecen dentro del histograma creado que se presentó en la figura 3.1 anteriormente, a partir del cual se pueden obtener la cantidad de consumos dentro de los intervalos en cuestión.

De esta manera, la probabilidad de cada escenario quedará determinada por la suma de todas las frecuencias asociadas al intervalo representado por los consumos dentro de los “pisos” de este ajuste, dividido en los casos totales que sería el largo del vector de consumos en ventanas móviles, o sea 35008. Cabe destacar que la suma de las probabilidades de cada escenario es uno.

3.2.3. Problema de optimización

En primer lugar, la tabla 3.2 muestra la definición de todas las variables que considera el problema de optimización. Los índices que se utilizan para mostrar el problema son t que representa el tiempo de simulación (intervalos de 15 minutos) y el índice j que hace referencia al escenario.

| Parámetros | Descripción |
|-----------------|---|
| $PV_{1kW}[t]$ | Potencia perfil solar de 1 kW en el instante t . |
| $Dem[t]$ | Demanda energética en el instante t . |
| η_c | Eficiencia de carga del sistema de almacenamiento (0,9). |
| η_d | Eficiencia de descarga del sistema de almacenamiento (0,9). |
| $p[j]$ | Probabilidad del escenario j . |
| Δt | Duración de cada intervalo (15 minutos o 0,25 horas). |
| C_{pvo} | Costo de inversión (anualizado) de paneles on-grid. |
| C_{pvh} | Costo de inversión (anualizado) de paneles híbridos. |
| C_{kWh} | Costo de inversión (anualizado) de sistema de almacenamiento. |
| C_{invc} | Costo de inversión (anualizado) de inversor cargador. |
| P_{insto} | Capacidad instalada (decisión del problema) de paneles on-grid. |
| P_{insth} | Capacidad instalada (decisión del problema) de paneles híbridos. |
| E_{bat} | Capacidad instalada (decisión del problema) de sistema de almacenamiento. |
| P_{invc} | Capacidad instalada (decisión del problema) de inversor cargador. |
| C_{red} | Costo de compra de energía desde la red de distribución. |
| C_{out} | Costo de venta de energía hacia la red de distribución. |
| $P_{red}[t, j]$ | Potencia comprada desde la red en el instante t del escenario j . |
| $P_{out}[t, j]$ | Potencia vendida a la red en el instante t del escenario j . |
| $P_{pv}[t, j]$ | Potencia fotovoltaica generada en el instante t del escenario j . |
| $P_{ch}[t, j]$ | Potencia de carga del sistema de almacenamiento en el instante t del escenario j . |
| $P_{dch}[t, j]$ | Potencia de descarga del sistema de almacenamiento en el instante t del escenario j . |
| $E[t, j]$ | Estado de carga del sistema de almacenamiento en el instante t del escenario j . |
| x_{pvo} | Variable binaria, es 1 si se instalan paneles on-grid, 0 en el otro caso. |
| x_{pvh} | Variable binaria, es 1 si se instalan paneles híbridos, 0 en el otro caso. |
| $x_{ch}[t, j]$ | Variable binaria, es 1 si el sistema de almacenamiento se carga en el instante t del escenario j . |
| $x_{dh}[t, j]$ | Variable binaria, es 1 si el sistema de almacenamiento se descarga en el instante t del escenario j . |

Tabla 3.2: Descripción de variables del problema de optimización.

El problema de optimización considera una función objetivo (ecuación 3.7) en la cual se minimizan los costos de inversión y operacionales del periodo de simulación. Los costos de inversión contemplan paneles solares, sean híbridos o del tipo on-grid, el sistema de almace-

namiento y el inversor cargador en caso de que la decisión del problema sea instalar paneles on-grid. Los costos operacionales contemplan la resta entre energía consumida desde la red y la venta de energía hacia esta para cada escenario.

Se destaca que cada escenario de falla es ponderado por la probabilidad de ocurrencia que se calcula mediante la metodología explicada anteriormente, y determina la naturaleza estocástica de este problema. Cada escenario contempla el año simulado con distintos instantes de ocurrencia de falla (misma duración por escenario). Además, la demanda es la misma para cada escenario.

$$CI = C_{pvo} \cdot P_{insto} + C_{pvh} \cdot P_{insth} + C_{kWh} \cdot E_{bat} + C_{invc} \cdot P_{invc} \quad (3.6)$$

$$\min : CI + \sum_j^{Escenarios} p[j] \cdot \left(\sum_{t \in T} C_{red} \cdot P_{red}[t, j] \cdot \Delta t - \sum_{t \in T} C_{out} \cdot P_{out}[t, j] \cdot \Delta t \right) \quad (3.7)$$

Las primeras restricciones tienen que ver con el balance entre generación y demanda, tanto para una operación normal, como para la operación en estado de falla. En este caso, si existe una falla, las variables $P_{red}[t, j] = P_{out}[t, j] = 0$.

Es importante destacar que, la falla simulada en cada escenario (para todos los casos de estudio), considera la presencia de un equipo de maniobra y protección, cuyo objetivo es aislar la micro-red de la red de distribución, pudiendo abastecer la demanda de la comunidad con sus propios activos (instalación solar y sistema de almacenamiento).

$$P_{red}[t, j] + P_{pv}[t, j] - P_{ch}[t, j] + P_{dch}[t, j] - P_{out}[t, j] = Dem[t] \quad (3.8)$$

$$P_{pv}[t, j] - P_{ch}[t, j] + P_{dch}[t, j] \geq Dem[t] \quad (3.9)$$

Las siguientes restricciones se asocian a la decisión de instalar paneles con inversor on-grid o híbrido. Estas dos opciones son contempladas porque en ciertas ocasiones puede resultar más óptimo económicamente instalar paneles del tipo híbrido por sobre paneles on-grid con el inversor cargador, o viceversa, esta es la razón por la que se consideran ambas opciones, para que sea el modelo de optimización el que decida la combinación correcta que minimiza los costos de inversión y operación.

Es de esperar que con el tiempo los costos de inversión de paneles del tipo híbrido sean menores, logrando una conveniencia total por sobre los paneles on-grid más inversor cargador para poder operar en isla. En caso que esto suceda, se podría simplificar el problema y considerar solo esta opción.

Para esto se consideran dos variables binarias x_{pvo} y x_{pvh} , que se utilizan en restricciones del tipo Big-M (donde M es una constante de valor muy alto), con esto se asegura que solo una variable C_{pvo} o C_{pvh} tiene un valor distinto de cero.

$$P_{insto} \leq M \cdot x_{pvo} \quad (3.10)$$

$$P_{insth} \leq M \cdot x_{pvh} \quad (3.11)$$

$$x_{pvo} + x_{pvh} \leq 1 \quad (3.12)$$

También se consideran restricciones asociadas a la potencia que inyectan los paneles. P_{insto} y P_{insth} corresponden a la potencia que se va a instalar, sea con inversor on-grid o híbrido. El modelo, a partir considera una de la dos restricciones 3.13 o 3.14 según sea la decisión con el inversor a instalar. Por otra parte, $PV_{1kW}[t]$ es la potencia que genera 1 [kW] de paneles instalados, y viene dado por el perfil de generación obtenido con el Explorador Solar como se mencionó anteriormente. Estas restricciones también se cumplen para cada escenario, considerando el mismo perfil solar en cada uno de estos.

$$P_{pv}[t, j] = P_{insto} \cdot PV_{1kW}[t] \quad (3.13)$$

$$P_{pv}[t, j] = P_{insth} \cdot PV_{1kW}[t] \quad (3.14)$$

La potencia que se puede inyectar a la red queda limitada por la potencia generada por los paneles fotovoltaicos, esto se muestra en la siguiente ecuación.

$$P_{out}[t, j] \leq P_{pv}[t, j] \quad (3.15)$$

Para el caso de las baterías se tienen las siguientes restricciones.

$$E[t, j] = E[t - 1, j] + P_{ch}[t, j] \cdot \eta_c \cdot \Delta t - \frac{P_{dch}[t, j]}{\eta_d} \cdot \Delta t \quad (3.16)$$

$$E[t, j] \leq 0,9 \cdot E_{bat} \quad (3.17)$$

$$E[t, j] \geq 0,2 \cdot E_{bat} \quad (3.18)$$

La restricción 3.16 corresponde a la evolución en el estado de carga de la batería, donde al estado energético anterior, se le suma la potencia de carga ponderada por la eficiencia de carga y el intervalo de tiempo o bien, se le resta la potencia de descarga dividida por la eficiencia de descarga y multiplicada por el intervalo de tiempo. Se considera que la eficiencia de la batería es de 0,9. Más adelante se muestra que no se puede tener potencia de carga y

descarga al mismo tiempo.

En cuanto a las restricciones 3.17 y 3.18, corresponden a los límites superior e inferior que puede alcanzar el estado de carga de la batería. Es decir, el estado de carga no puede superar el 90 % de la capacidad nominal de la batería, y tampoco puede ser inferior al 20 % de la capacidad nominal de la batería. Se debe mencionar que el estado inicial de la carga en la batería debe ser menor o igual al límite superior.

Como se mencionó, la batería no se puede descargar y cargar al mismo tiempo. Por esta razón, se integran nuevas variables binarias que en este caso cambian a lo largo del tiempo $x_{ch}[t, j]$ y $x_{dch}[t, j]$, estas variables se integran también en restricciones del tipo Big-M de la misma forma que para decidir el tipo de inversor.

$$P_{ch}[t, j] \leq M \cdot x_{ch}[t, j] \quad (3.19)$$

$$P_{dch}[t, j] \leq M \cdot x_{dch}[t, j] \quad (3.20)$$

$$x_{ch}[t, j] + x_{dch}[t, j] \leq 1 \quad (3.21)$$

$$P_{ch}[t, j] \leq P_{invc} + P_{insth} \quad (3.22)$$

$$P_{dch}[t, j] \leq P_{invc} + P_{insth} \quad (3.23)$$

En este caso, la potencia de carga y descarga se limita por la potencia que se pueda transmitir al banco de baterías si se tiene un inversor híbrido para los paneles y/o si se considera un inversor cargador cuando la decisión del modelo es de un inversor on-grid para los paneles fotovoltaicos.

Es importante destacar que el problema de optimización descrito corresponde al caso base de este trabajo (autoconsumo comunitario) y será modificado de acuerdo a los distintos casos de estudio abarcados (explicado en detalle en la sección 4.2). El segundo caso de estudio es micro-redes sin autoconsumo, que corresponde al caso comunitario descrito en la ley de generación distribuida (todo lo generado es vendido a la red de distribución). El tercer caso, permite el autoconsumo por parte del sistema de almacenamiento comunitario, y se fundamenta en que ambas instalaciones se ubican en el mismo lugar, por lo que es permisible bajo la regulación actual. Finalmente, se estudia el caso en que los paneles fotovoltaicos son optimizados de forma individual para cada cliente y el sistema de almacenamiento es comunitario, por lo tanto, se permite el autoconsumo de forma individual y la batería se carga por medio de la red, dada su ubicación en un sector comunitario (este caso es permisible bajo la regulación actual).

3.3. Tasas de falla

El objetivo de esta parte de la metodología es determinar como se ven afectadas las micro-redes urbanas comunitarias a fallas en su interior, es decir, fallas que ocurren en el cableado que une los hogares dentro de la micro-red (distintas a las consideradas en el problema de optimización, donde se consideran fallas externas, perdiendo la conexión con la red de distribución y que originan la operación en isla de la micro-red), y analizar así, las tasas de falla y energía de falla esperada para las agrupaciones de clientes consideradas en este trabajo.

La figura 3.3 que se presenta a continuación ejemplifica cuales son los tipos de falla consideradas en esta parte de la metodología, enfocándose como se mencionó anteriormente en fallas internas. Es natural que entre más clientes se agrupen en la micro-red, más alta la tasa de falla ya que esta aumenta con el largo de la red de distribución (más metraje para conectar más clientes)³. Cabe destacar que esta figura busca ejemplificar, por lo que la conexión de los paneles fotovoltaicos y el sistema de almacenamiento dependerá del caso de estudio, al igual que si se considera un medidor para toda la comunidad o uno por cliente.

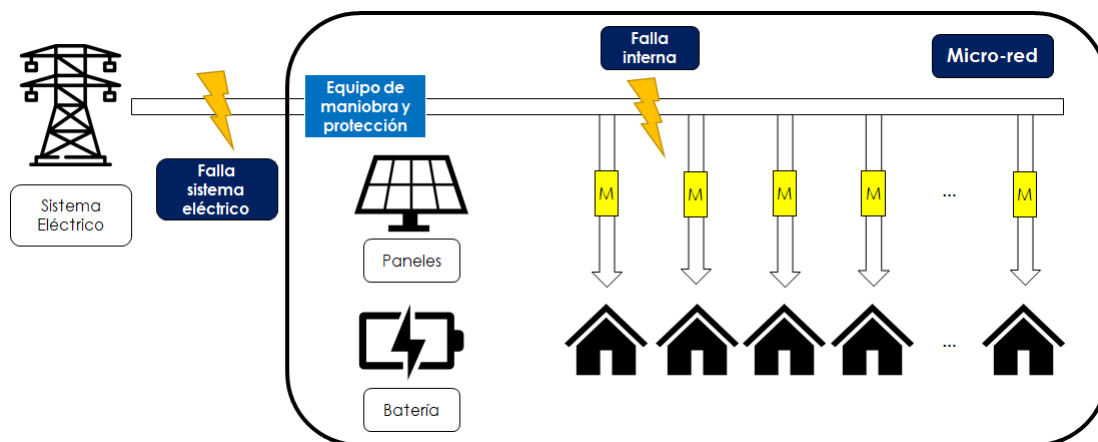


Figura 3.3: Diagrama de fallas consideradas para el cálculo de las tasas de falla.

Además, con las tasas de falla es posible obtener indicadores como el $SAIDI_{MR}$ y $SAIFI_{MR}$ que indican la cantidad de fallas y horas de falla que suceden en un periodo de un año, respectivamente. Estos indicadores son propios de la micro-red ya que, considera tasas de falla en los elementos que conectan la red de distribución.

A partir de esto, es posible determinar los costos asociados a estas tasas de falla, esperando obtener como resultado que a medida que aumente la agrupación de clientes en formas de generación comunitaria o micro-redes los costos aumenten.

Para esto se trabaja con una base de datos que incluye datos informativos sobre el transformador que baja la energía a los clientes, particularmente su ID y potencia, la cantidad de clientes por cada transformador, los metros de cableado que conectan esta instalación y

³ Tasas de Falla Empalme y Medidores. Antecedentes Informe Técnico. VAD 2016 - 2020 y Servicios Asociados. CNE. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/12/Modelo-SSAA-IT-CNE-Post-Panel.rar>

como resultado los metros por cliente en esta.

Cabe destacar que toda la información disponible es de instalaciones del tipo aéreo y que los metros de cableado no consideran el empalme, o cable de conexión entre el hogar y la red, para cada cliente que en promedio en la ciudad de Santiago es de 10 – 12 metros.

A continuación, los datos son filtrados para trabajar solo con el 95 % de estos. Para esto, se eliminan las colas de la distribución, esto es eliminar los valores que son menores al percentil 2,5 y los valores mayores al percentil 97,5 de la muestra total. Este filtrado se hace con respecto a la variable de metros por cliente y permite evitar posibles outliers a partir de los datos reales.

3.3.1. Indicadores

Considerando el promedio y el percentil 90 asociado a la métrica metros por cliente (tabla 3.3) es posible calcular la tasa de falla con la ecuación 3.25. Esta ecuación se obtiene a partir de toda la estadística de falla en las redes de distribución disponible en la ciudad de Santiago y no considera el cableado de empalme en su cálculo.

| Medida representativa | m/cliente |
|-----------------------|-----------|
| Promedio | 7,92 |
| Percentil 90 | 13,51 |

Tabla 3.3: Promedio y percentil 90 para m/cliente en instalación eléctrica

$$L = \frac{m}{cliente} \cdot N_{clientes} \quad [m] \quad (3.24)$$

$$TF = 0,47 * L[km] + 0,057 \quad [veces/km] \quad (3.25)$$

Una vez se calcula la tasa de falla para cada uno de los grupos de clientes que se estudian en este trabajo, como fue mencionado anteriormente, se obtienen los indicadores $SAIFI_{MR}$ y $SAIDI_{MR}$ que serán calculados considerando el metraje asociado al empalme (para este trabajo se usan 12 metros), teniendo un total de dos casos por grupo de clientes. Estos se definen a partir de las siguientes ecuaciones 3.26 y 3.27.

$$SAIFI_{MR} = TF * (L + L_{emp})[km] \quad [fallas/año] \quad (3.26)$$

$$SAIDI_{MR} = SAIFI_{MR} * HF \quad [horas/año] \quad (3.27)$$

En la ecuación 3.27 el parámetro HF es el tiempo de reparación promedio de falla, y corresponde a 5,14 horas.

3.3.2. Valorización de falla

Cuando los indicadores $SAIDI_{MR}$ y $SAIDI_{MR}$ se calculan para todos los grupos de clientes estudiados, el siguiente paso es obtener el costo total de falla unitario para cada uno. Para esto, lo primero es obtener la energía no suministrada (ENS) para valorizarla al costo de falla de corta duración (ya que se considera una falla intempestiva y no programada) que se obtiene de la página de la CNE en el informe respectivo [28].

El costo para valorizar la energía no suministrada será el que aparece en el artículo 3 del informe y se utiliza como referencia el precio promedio en el año 2020 del dólar en nuestro país de 792,17 pesos. Esto quiere decir que el costo será:

$$CFCD = 11.106,22 \quad [$/kWh] \quad (3.28)$$

La energía no suministrada será calculada tomando en cuenta la demanda máxima coincidente. Esto se obtiene con los datos de demanda utilizados para el ejercicio propuesto anteriormente en la metodología, tomando la demanda agregada de una cierta cantidad de clientes y sacando el valor máximo unitario de esta.

Como se busca agregar este costo a los costos de inversión y operación, se trabaja con el caso unitario de la demanda máxima coincidente promedio, la cual corresponde a 0,87 [kW]. Luego, la ENS se calcula como se muestra a continuación.

$$ENS = SAIDI_{MR} \cdot DM \quad [kWh] \quad (3.29)$$

Finalmente, se puede obtener el costo de falla final para cada uno de los clientes con la ecuación 3.30 a continuación. Este costo será agregado a los costos de inversión y operación como se mencionó anteriormente.

$$CF = CFCD \cdot ENS \quad [\$] \quad (3.30)$$

El agregar este costo de falla a los costos de inversión y operación permite encontrar la agrupación más óptima para planificar micro-redes. Como es un costo que crece entre más clientes se agrupan, llegará un punto en el cual los costos totales comienzan a aumentar, por lo que dejará de ser conveniente planificar micro-redes por sobre ese nivel de clientes. El presente trabajo tiene como uno de sus objetivos, demostrar esto y encontrar la cantidad óptima de clientes dentro de las agrupaciones consideradas.

Capítulo 4

Desarrollo

En el presente capítulo son contextualizados los datos de entrada y casos de estudio de este trabajo, con la finalidad principal de mostrar distintas condiciones y características de generación comunitaria para las cuales se aplica la metodología mostrada anteriormente con las variaciones correspondientes que sean necesarias.

La sección 4.1 presenta los datos de entrada utilizados para la resolución de la metodología planteada en el capítulo anterior de este trabajo. Posteriormente, la sección 4.2 muestra todos los casos de estudio o configuraciones de micro-redes urbanas comunitarias considerados.

Se debe destacar que para cada uno de los casos de estudio se diseñan cien micro-redes diferentes por cada agrupación de clientes consideradas, es decir, para 1, 5, 10, 20, 25, 50 y 100 clientes, cada caso de estudio es resuelto cien veces (distinta demanda, por lo tanto, distinta micro-red). Esto es de suma importancia ya que, permite comparar multiplicidades de micro-redes diferentes y la diversidad de resultados para cada agrupación de clientes a partir del promedio en costos de inversión, operación, adopción de paneles fotovoltaicos y sistema de almacenamiento. La figura 4.1 muestra un diagrama de flujo que muestra como se resuelve el problema de optimización para cada grupo de clientes, esto se repite para cada caso de estudio.

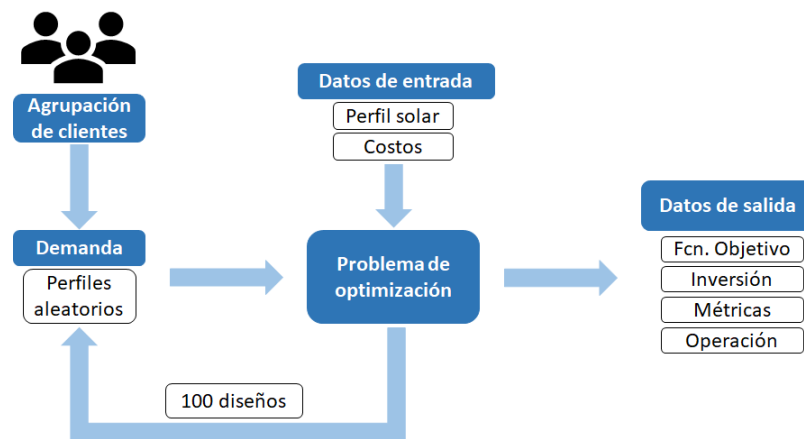


Figura 4.1: Diagrama de flujo resolución problema de optimización para 100 micro-redes distintas.

En primer lugar se considera un solo cliente, luego una comunidad de cinco, diez, veinte, veinticinco, cincuenta y cien clientes, esto significa que se dimensionan óptimamente cien micro-redes distintas para cada una de estas agrupaciones de clientes. El objetivo principal de esto es estudiar como cambian los costos de inversión y operación unitarios para estos distintos grupos, al igual de las decisiones tomadas por el problema en cuanto a las capacidades óptimas.

4.1. Datos de entrada

4.1.1. Perfil de demanda

El perfil de demanda es obtenido a través de la herramienta CREST [29]. Con esta herramienta, se simulan un total de 1000 perfiles de un día con una resolución de un minuto para cada estación del año, es decir, se simulan 1000 perfiles para verano, otoño, invierno y primavera. Para obtener el perfil anual utilizado para resolver el problema, se reducen los perfiles para trabajar en intervalos de 15 minutos y según las estaciones del año, se eligen aleatoriamente un perfil por día asociado a esta estación (91, 91, 91 y 92 días para verano, otoño, invierno y primavera respectivamente) de la base original, para así, tener un perfil de demanda para el año completo.

La figura 4.2 a continuación presenta los resultados obtenidos de los perfiles de demanda para distintos grupos de clientes obtenidos a partir de las simulaciones realizadas en el modelo CREST.

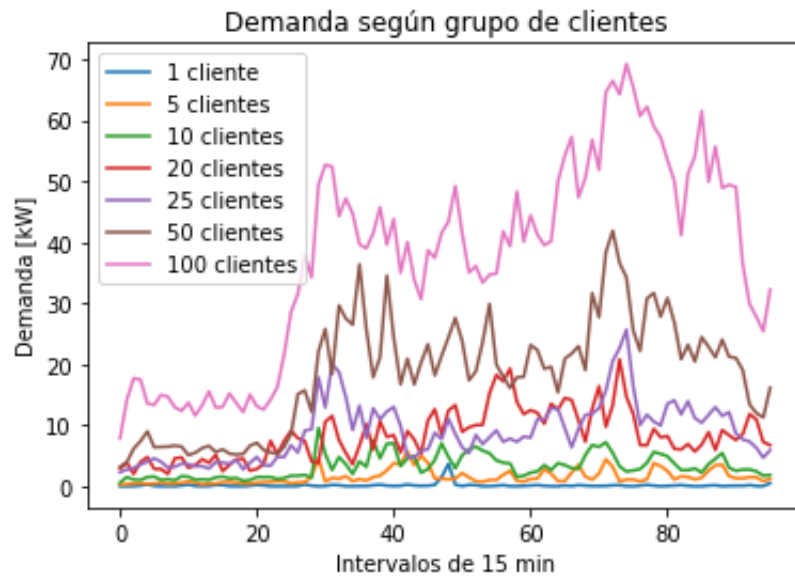


Figura 4.2: Curvas de demanda según grupos de clientes.

4.1.2. Perfil solar

El perfil solar se obtiene desde el explorador solar de la Universidad de Chile [30]. En este portal es posible obtener los datos promedio de cada mes para un sistema fotovoltaico

genérico de 1 kW de capacidad. Este perfil será el que se utilice para resolver el problema.

El perfil horario se pasó a un perfil con resolución de 15 min, interpolando los datos. Además, se utilizó el mismo perfil mensual obtenido desde el explorador para cada día del mes en cuestión, esto se debe a que no se obtuvieron perfiles para cada día del año. La figura 4.3 presenta los perfiles solares según mes del año para una instalación de 1 kW.

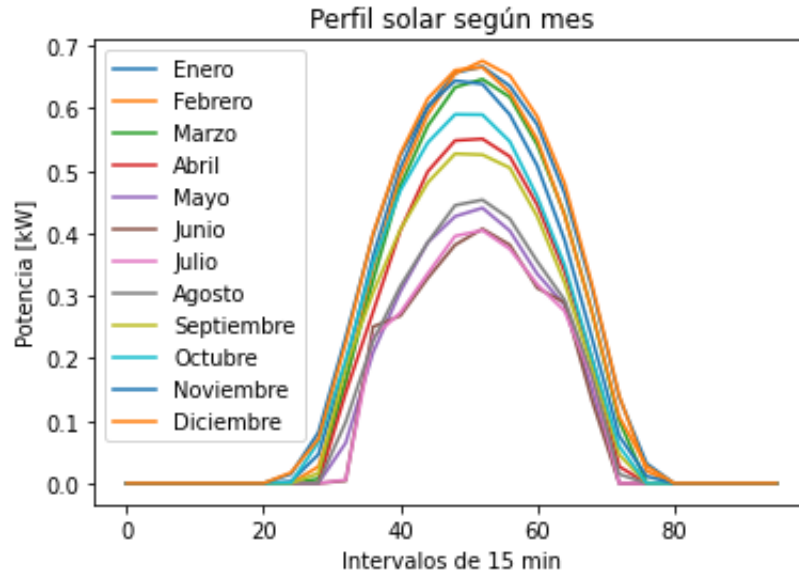


Figura 4.3: Perfiles solares según meses del año.

4.1.3. Costos

Los costos de inversión de paneles solares y compra e inyección a la red son obtenidos desde la empresa Enel y el pliego tarifario que se comparte en su página. Los costos de baterías e inversor son obtenidos de trabajos previos. El costo a utilizar se calcula mediante la fórmula de anualidad de la inversión.

$$A = VP \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

Donde VP corresponde al valor presente de la inversión, r es la tasa de interés y n es la cantidad de años de vida útil. Para este caso, se anualiza la inversión a una tasa del 7% en busca de la rentabilidad del proyecto.

| Parámetro | Capacidad | Vida útil | Precio | Anualidad 7% |
|-------------------|-----------|-----------|----------------|-----------------|
| Paneles On-Grid | 3 | 20 | 3.290.000 [\$] | 103.518 [\$/kW] |
| Paneles Híbridos | 3 | 20 | 3.640.000 [\$] | 114.530 [\$/kW] |
| Baterías | 2,4 | 10 | 223.521 [\$] | 13.260 [\$/kWh] |
| Inversor Cargador | 5 | 15 | 739.990 [\$] | 16.249 [\$/kW] |

Tabla 4.1: Anualidad al 7%

Como se observa en la tabla 4.1 se hace una distinción entre paneles on-grid y off-grid. Esto corresponde al inversor que se instala en conjunto a los paneles. El problema de optimización decide cual es la opción más conveniente, considerando que si se instala un inversor on-grid se debe considerar un inversor cargador para las baterías ya que, no podría funcionar en caso de una falla en la red (operación en isla).

Los inversores on-grid tienen conexión a la red de distribución y los excedentes de energía solar son aportados a esta. Requiere la red para su funcionamiento, por lo que en caso de falla, los paneles no pueden suministrar energía, es decir, imposibilidad de operar en isla (desconectado de la red).

Por otra parte los inversores híbridos combinan los funcionamientos anteriores, al incorporar baterías se puede funcionar en modo off-grid para almacenar energía en estas, pero también se aprovecha la red en caso que los paneles o las baterías sean insuficientes para satisfacer el consumo. También se pueden entregar excedentes a la red como el caso on-grid.

La tabla 4.2 presenta los costos que se utilizan como referencia para la compra e inyección de energía a la red ¹.

| Parámetro | Precio |
|-----------|----------------|
| Cred | 106,94 [\$/kW] |
| Cout | 63,86 [\$/kW] |

Tabla 4.2: Costos de compra e inyección a la red.

4.2. Casos de estudio

Esta sección presenta los casos de estudio a desarrollar en este trabajo, los cuales tienen una característica teórica-académica en su operación, tomando como supuesto principal que es posible utilizar la red de distribución existente para conectar a los miembros de la micro-red, propiedad de las empresas de distribución, y que la operación en isla es posible, a pesar de las distintas dificultades regulatorias que posee esta característica de las micro-redes (las cuales fueron vista en profundidad en el capítulo 2). De esta forma, es posible evaluar el potencial de permitir la formación de islas de subgrupos de clientes, aumentando confiabilidad a partir de una operación aislada de la red en casos de falla.

El primer caso corresponde al caso base, siguiendo lo presentado en la parte metodológica, donde la comunidad es considerada como un solo cliente (demanda agregada) y este cliente autoconsume lo generado por medio del sol. Los activos comunitarios de este caso de estudio son conectadas aguas abajo del único medidor (para la agrupación de clientes) presente en la micro-red. Cabe destacar que este caso de estudio no es aplicable bajo el esquema net-billing (Ley 20.571) que sólo permite inyección comunitaria de generación, pero que podría eventualmente ser aplicado como un subsistema de distribución, teniendo en cuenta que esta

¹ Estos costos son obtenidos del pliego tarifario de Enel. “Tarifas de suministro eléctrico 2021”. Disponible en: <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/tarifas-y-reglamentos/tarifas.html>

figura posee dificultades.

Algunas de estas dificultades son, agregar un costo adicional referente a la red de distribución que conecta a la comunidad (ya sea arriendo a la empresa distribuidora o inversión completa), operar el subsistema de distribución (procurando mantener los límites operacionales, lo que puede resultar dificultoso para la comunidad) y permitir que cada cliente tenga la posibilidad de dejar el subsistema y conectarse directamente a la red de distribución cuando lo desee.

En segundo lugar, se presenta el caso sin autoconsumo en donde se impone que todo lo generado por la instalación fotovoltaica es vendida a la red, y la comunidad también se considera como un cliente para la resolución del problema (para encontrar el tamaño óptimo de paneles y sistema de almacenamiento), pero cada cliente posee su medidor. Este caso corresponde al caso comunitario de la actual ley de generación distribuida, tal y como se explicó en la sección 2.4.2.

En tercer lugar está una variante del caso sin autoconsumo, en este, el sistema de almacenamiento puede cargarse mediante la generación solar, ya que se instalaría en el mismo lugar que la instalación solar. El resto de generación es vendida a la red, mientras que la demanda se abastece por la compra de energía a la red.

La diferencia entre el autoconsumo de baterías y el caso sin autoconsumo es la ubicación de las instalación solar y el sistema de almacenamiento, el autoconsumo de baterías considera que ambas instalaciones están ubicadas en el mismo lugar (permitiendo que la batería se cargue a partir de la generación solar), mientras que el caso sin autoconsumo considera que ambas instalaciones se ubican en lugares diferentes.

Finalmente, el último caso es una variante del caso base en donde se encuentra la capacidad de paneles para cada cliente, como si fuesen instalados en los techos de sus domicilios, y considera encontrar una batería comunitaria que se carga con energía desde la red. De esta forma, se permite el autoconsumo individual.

4.2.1. Caso 1: Autoconsumo comunitario - Subsistema de distribución

Este caso corresponde al descrito en la sección de metodología y cumple como la base del trabajo. Este problema se resuelve encontrando la capacidad de paneles solares y sistema de almacenamiento óptima para una comunidad de una cantidad de clientes dada. Además, se admite el autoconsumo comunitario, y como consecuencia, el excedente es vendido a la red de distribución.

Si se trata de un solo cliente, este caso de estudio puede materializarse bajo el esquema de net-billing, ya que este tiene la facultad de instalar paneles solares y un sistema de almacenamiento aguas abajo de su medidor (dentro de su propiedad), por lo que el autoconsumo es directo, vendiendo el excedente de energía solar. Así, el cliente gana confiabilidad y autonomía a partir del sistema de almacenamiento que puede abastecer la demanda en horas peak (o durante fallas externas), cargándose con energía solar, evitando la compra de energía a la

red. El esquema de conexión se puede observar en la figura 4.4.

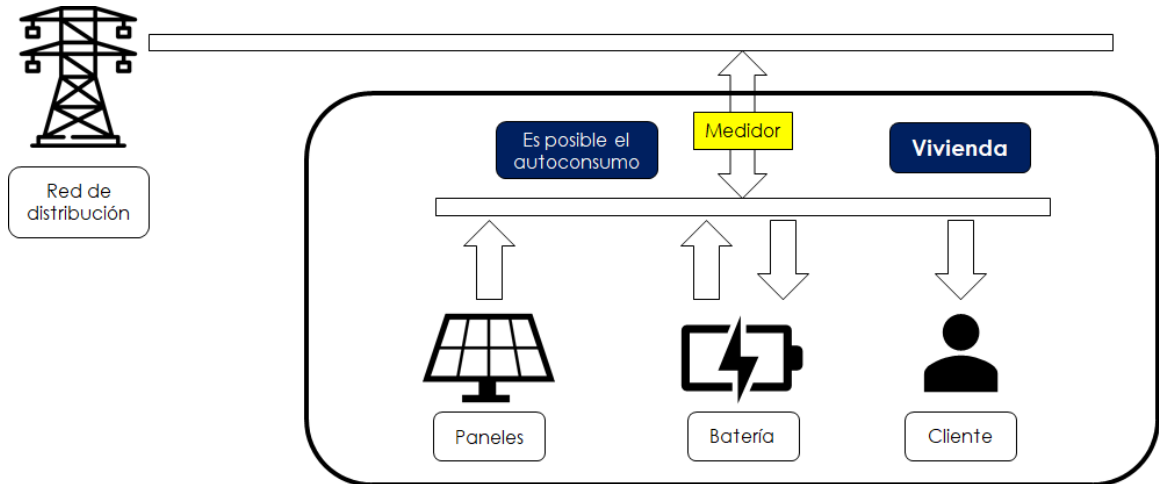


Figura 4.4: Diagrama problema de optimización caso autoconsumo para un cliente.

Si se amplía el número de clientes a más de uno, entonces se debe implementar la estructura de una micro-red, cuyo diagrama de conexión se puede observar en la figura 4.5, a partir del cual, es posible realizar la operación anteriormente descrita. Es importante destacar, que se incorpora un equipo de maniobra y protección con el objetivo de separar la micro-red de la red de distribución para operar en isla, obteniendo autonomía en base al sistema de almacenamiento. Este caso podría ser eventualmente posible como un subsistema de distribución.

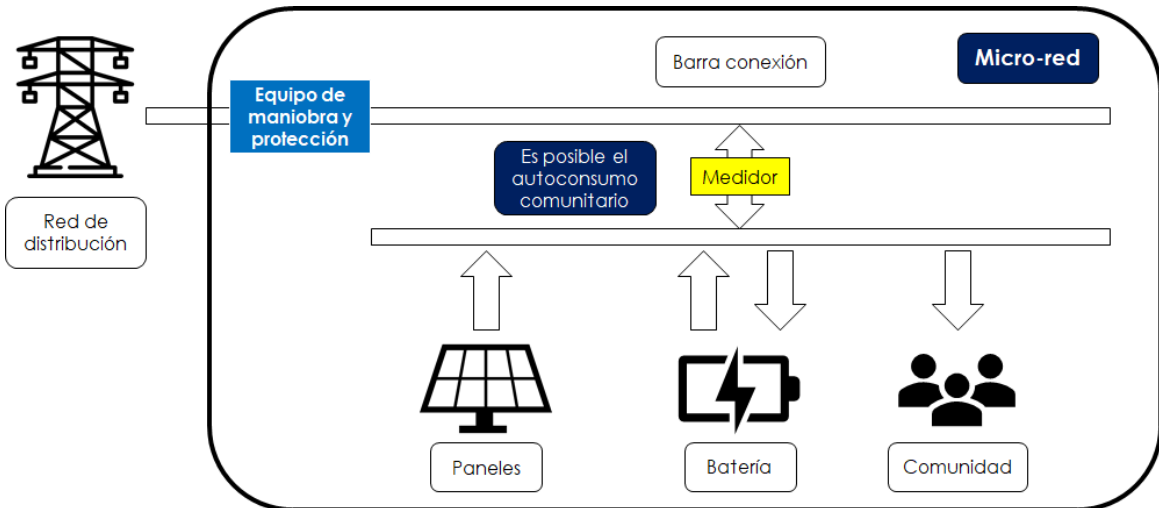


Figura 4.5: Diagrama problema de optimización caso autoconsumo comunitario, para más de un cliente.

Si el autoconsumo comunitario fuese permisible bajo la regulación actual, se podría implementar en una comunidad de consumos vecinos con un espacio común en el cual instalar los sistemas de generación solar y/o almacenamiento.

Este caso se podría implementar de forma real si es que existiesen cargas conectadas en el

lugar de la instalación, un ejemplo claro sería el sistema de iluminación de una multicancha o sede en la cual se realiza la instalación comunitaria. Sin embargo, esto no se asocia a un autoconsumo aprovechado por la demanda propia de los clientes.

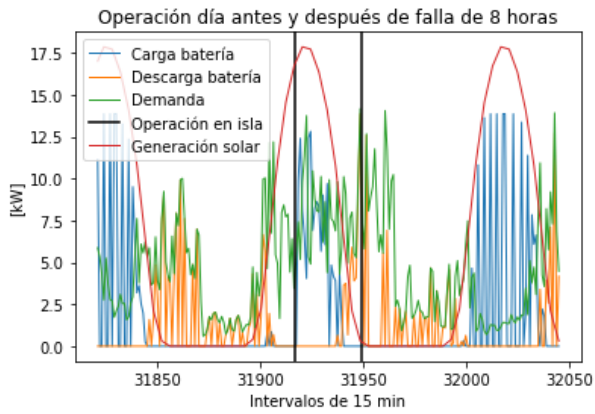
Si bien es cierto que este caso de estudio no es implementable en nuestro país bajo la ley de generación distribuida (si se podría como subsistema de distribución), es destacable que permitiría aprovechar la generación solar de mejor manera que en el caso de autoconsumo individual, sin la necesidad de invertir y operar la red de distribución. La explicación a esto es sencilla y tiene que ver con el aprovechar las horas de sol más eficientemente (mayor probabilidad de consumo durante las horas de generación solar).

Lo último se refiere a que, normalmente, durante las horas de sol los clientes suelen no estar en sus hogares, si es que se mira de forma individual, por lo que será común vender la mayor parte de generación solar. Por otro lado, el considerar una comunidad permite agrupar la demanda y aquellos clientes que permanezcan en sus hogares durante las horas de sol pueden aprovechar la generación solar comunitaria de manera más efectiva. Esto hace el autoconsumo comunitario sea mayormente aprovechado en comparación al autoconsumo individual.

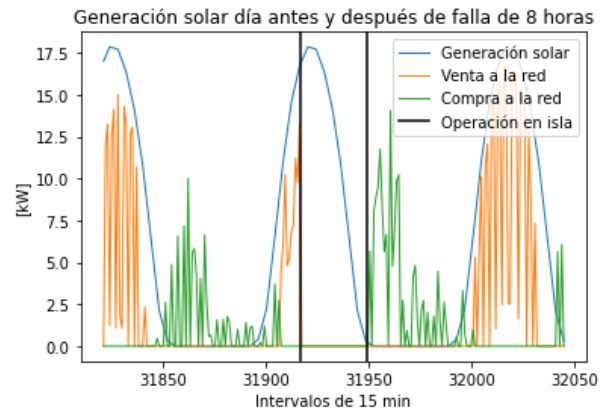
Es por esto que este caso de estudio debiese presentar los costos operacionales más bajos con respecto a los otros casos de estudio que se presentarán en esta sección, ya que permite aprovechar de mejor forma el recurso solar para abastecer la demanda de una comunidad, resultando en un menor consumo de energía desde la red de distribución.

Para ejemplificar la operación con las condiciones de este caso de estudio, se presenta la operación de dos micro-redes para agrupaciones de 10 y 25 clientes. El objetivo de esto es mostrar como es la operación para el día antes de la falla (24 horas), durante la operación en isla (falla 8 horas de duración) y el día después de ocurrida esta falla (24 horas), evidenciando el funcionamiento de la batería, la demanda, la generación solar y la compra y venta de energía a la red. Se ejemplifica el escenario de falla con el mayor consumo entre los tres considerados.

En primer lugar, se muestra la figura 4.6, en la cual es posible ver como opera una micro-red de 10 clientes vecinos, bajo las condiciones impuestas por este caso. En particular, esta micro-red posee una instalación solar de 27,72 kW, un almacenamiento de 47,15 kWh sumado a un inversor cargador de 13,86 kW. La falla ocurre en el instante 31.917 (año en intervalos de 15 min) que corresponde al día 332 del año a las 11:15, donde el consumo durante las ocho horas de operación en isla es de 63,64 kWh.



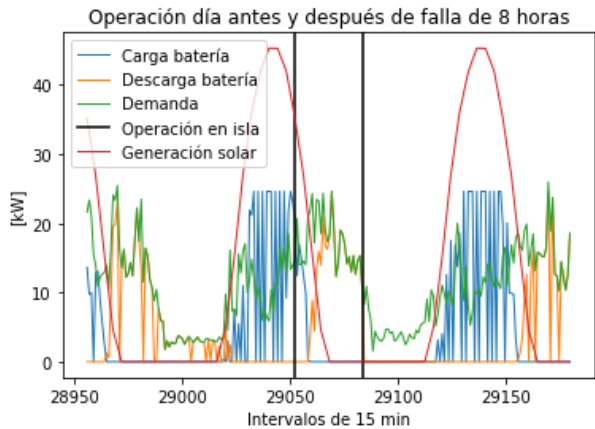
(a) Balance de demanda



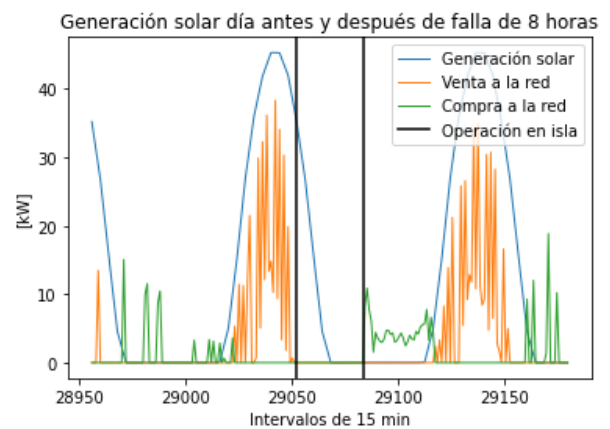
(b) Interacción con la red

Figura 4.6: Operación micro-red de 10 clientes, caso autoconsumo comunitario.

En segundo lugar, se muestra la figura 4.7, en la cual es posible ver como opera una micro-red de 25 clientes vecinos, bajo las condiciones impuestas por este caso. En particular, esta micro-red posee una instalación solar de 76,75 kW, un almacenamiento de 146,15 kWh sumado a un inversor cargador de 24,62 kW. La falla ocurre en el instante 29.052 (año en intervalos de 15 min) que corresponde al día 302 del año a las 15:00, donde el consumo durante las ocho horas de operación en isla es de 139,07 kWh.



(a) Balance de demanda



(b) Interacción con la red

Figura 4.7: Operación micro-red de 25 clientes, caso autoconsumo comunitario.

De ambas micro-redes es posible observar como la batería está en constante operación de carga y descarga, esto ocurre gracias a que esta puede ser cargada mediante la instalación solar y se alterna con la venta a la red, lo que permite consumir poca energía desde la red para abastecer la demanda (horas de noche principalmente). Se aprecia como durante la operación en isla se corta la interacción con la red y la demanda es abastecida por la generación solar y la descarga del sistema de almacenamiento.

Como fue mencionado anteriormente, todos los casos de estudio se resuelven para cien micro-redes urbanas comunitarias diferentes, lo que permite comparar multiplicidades de

micro-redes entre las agrupaciones de clientes consideradas. Los resultados de esta multiplicidad de micro-redes se muestran en los siguientes boxplot de costos unitarios de inversión, función objetivo unitaria (incluye costos operacionales) y capacidades unitarias de paneles fotovoltaicos y sistema de almacenamiento.

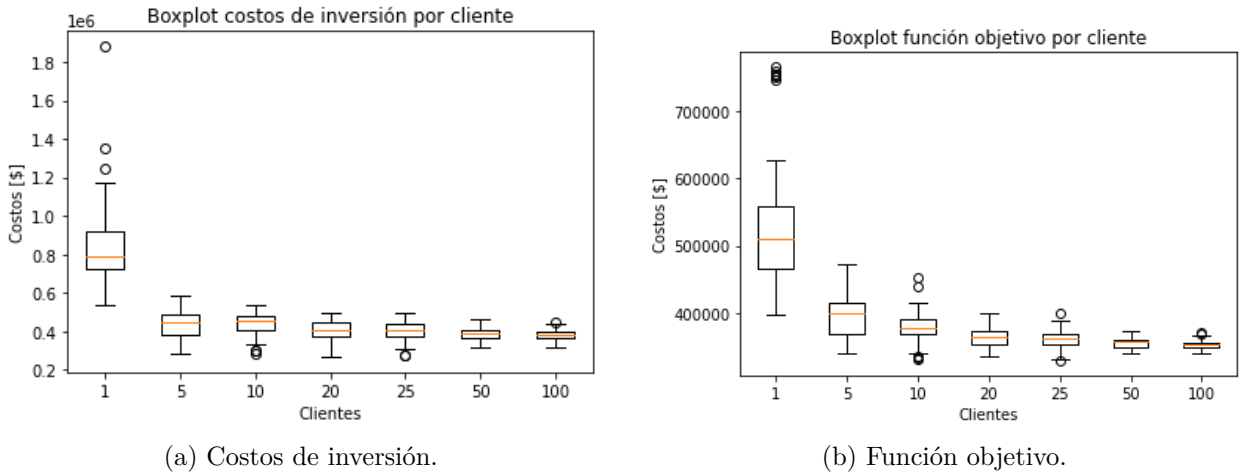


Figura 4.8: Boxplot costos unitarios, caso autoconsumo comunitario.

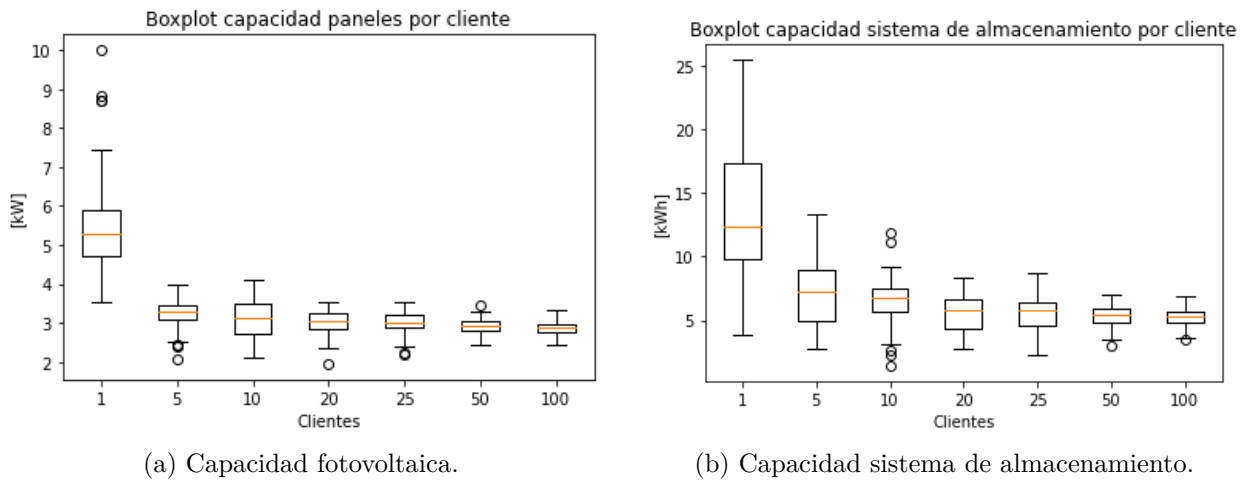


Figura 4.9: Boxplot capacidades unitarias, caso autoconsumo comunitario.

4.2.2. Caso 2: Sin autoconsumo

A diferencia del caso de estudio anterior, acá se establece la condición de que toda la energía solar generada en la comunidad es vendida a la red de distribución y la demanda debe abastecerse con energía comprada desde la red. El sistema de almacenamiento se carga a partir de la red de distribución, y su propósito en este caso es la de entregar autonomía en caso de falla (único instante en el que se puede abastecer la demanda con la descarga de este sistema). Este caso de estudio se acoge a la regulación actual en nuestro país, específicamente para el caso comunitario.

Esta condición (sin autoconsumo) se logra al cambiar la restricción mostrada en la ecuación

3.15 por lo que se muestra en la ecuación 4.1. De esta forma, se determina que la potencia vendida a la red es igual a la potencia generada por la instalación solar.

$$P_{out}[t, j] = P_{pv}[t, j] \quad (4.1)$$

Este cambio, a su vez, tendrá un impacto en la restricción mostrada en la ecuación 3.8 donde se cumplirá lo que se mencionó en el primer párrafo, la demanda se abastece únicamente por la red de distribución.

Esto se ejemplifica de manera gráfica en la figura 4.10 en la que se muestra un diagrama de conexión de la micro-red, bajo este caso de estudio. También es considerado un equipo de maniobra y protección para la operación en isla de la micro-red, donde en caso de falla, la demanda de la micro-red se abastece con la instalación solar y el sistema de almacenamiento. Es importante destacar que como la instalación solar y el sistema de almacenamiento poseen conexiones independientes, se debe considerar un inversor cargador obligatoriamente para el sistema de almacenamiento.

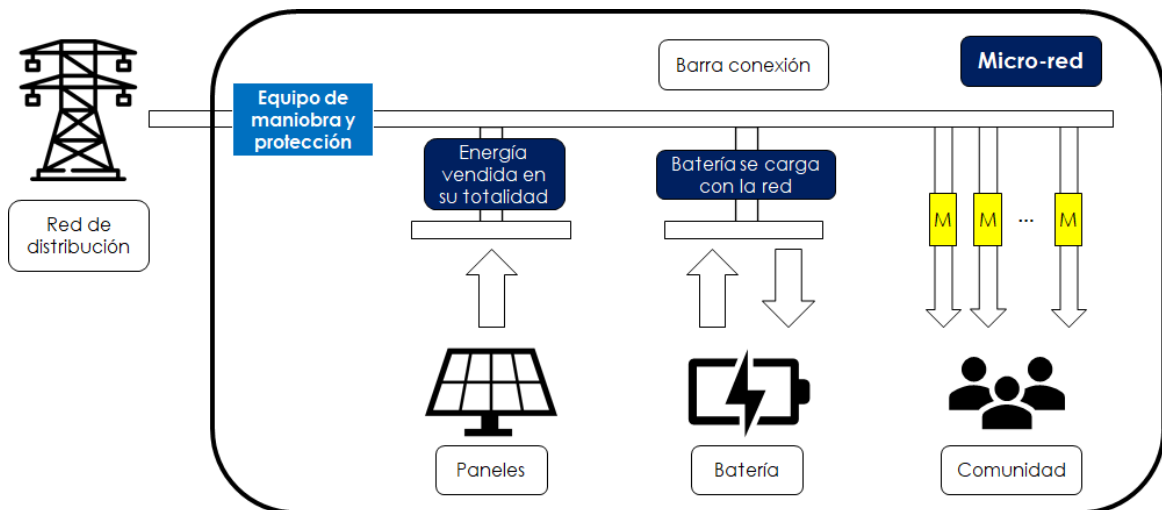
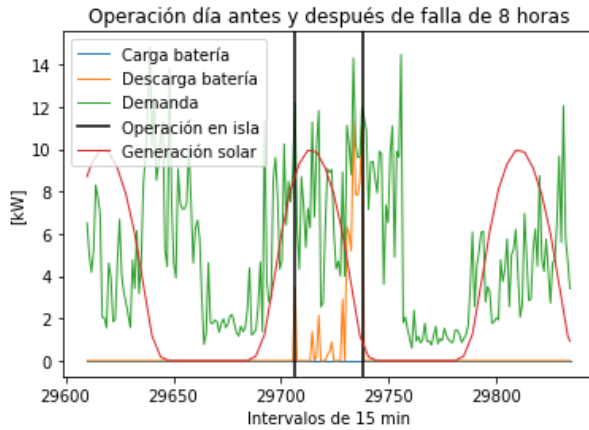


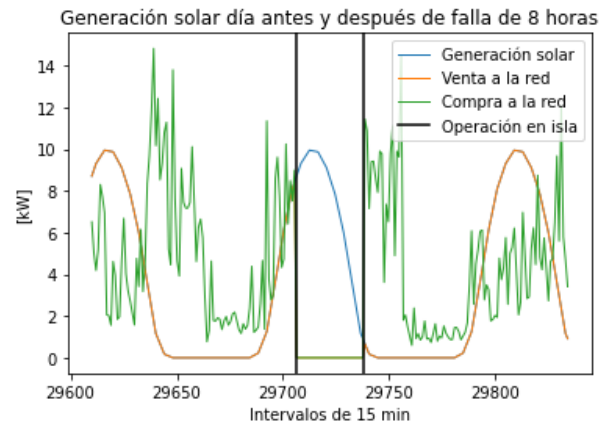
Figura 4.10: Diagrama problema de optimización caso sin autoconsumo.

Para ejemplificar la operación con las condiciones de este caso de estudio, se presenta la operación de dos micro-redes para agrupaciones de 10 y 25 clientes. El objetivo es mostrar como es la operación para el día antes de la falla (24 horas), durante la operación en isla (falla 8 horas de duración) y el día después de ocurrida esta falla (24 horas), evidenciando el funcionamiento de la batería, la demanda, la generación solar y la compra y venta de energía a la red. Se ejemplifica el escenario de falla con el mayor consumo entre los tres considerados.

En primer lugar, se muestra la figura 4.11, en la cual es posible ver como opera una micro-red de 10 clientes vecinos, bajo las condiciones impuestas por este caso. En particular, esta micro-red posee una instalación solar de 15,45 kW y un almacenamiento de 30,09 kWh, no existe inversor cargador dado que la instalación solar es mediante inversor híbrido. La falla ocurre en el instante 29.706 (año en intervalos de 15 min) que corresponde al día 309 del año a las 10:30, donde el consumo durante las ocho horas de operación en isla es de 63,6 kWh.



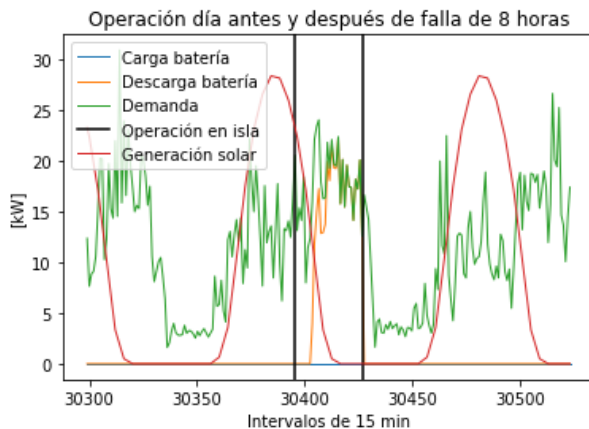
(a) Balance de demanda



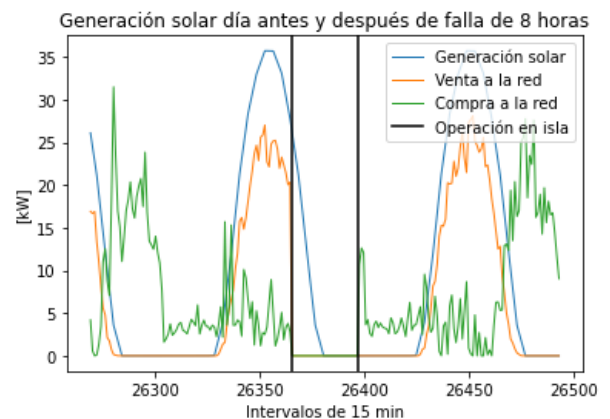
(b) Interacción con la red

Figura 4.11: Operación micro-red de 10 clientes, caso sin autoconsumo.

En segundo lugar, se muestra la figura 4.12, en la cual es posible ver como opera una micro-red de 25 clientes vecinos, bajo las condiciones impuestas por este caso. En particular, esta micro-red posee una instalación solar de 44,07 kW, un almacenamiento de 157,13 kWh sumado a un inversor cargador de 22,27 kW. La falla ocurre en el instante 30.395 (año en intervalos de 15 min) que corresponde al día 316 del año a las 14:45, donde el consumo durante las ocho horas de operación en isla es de 140,6 kWh.



(a) Balance de demanda



(b) Interacción con la red

Figura 4.12: Operación micro-red de 25 clientes, caso sin autoconsumo.

De ambas micro-redes es posible observar como la batería opera solo en las horas de falla (operación en isla) cuando la demanda solo se abastece con el sistema de almacenamiento y la instalación solar. Cuando la operación es conectada a la red, es posible apreciar como la demanda es abastecida en su totalidad por energía consumida por la red ya que, la generación solar es exportada a la red de distribución totalmente dada la condición de que no existe autoconsumo (caso comunitario de la regulación en nuestro país).

Es así como, en este caso, la batería solo tiene el objetivo de mantener el suministro en el periodo de falla ya que, no es conveniente cargarla con energía comprada de la red para luego utilizarla en horas de noche dada la ecuación de estado de carga, donde la potencia de

carga es dividida por la eficiencia y la potencia de descarga es multiplicada por esta (resulta más conveniente usar directamente la energía de la red).

A continuación se presentan, en las figuras 4.13 y 4.14, los boxplot asociados a los costos de inversión y función objetivo por cliente y las capacidades unitarias de paneles fotovoltaicos y sistema de almacenamiento, para los cien diseños óptimos de micro-redes de las distintas agrupaciones consideradas en este trabajo.

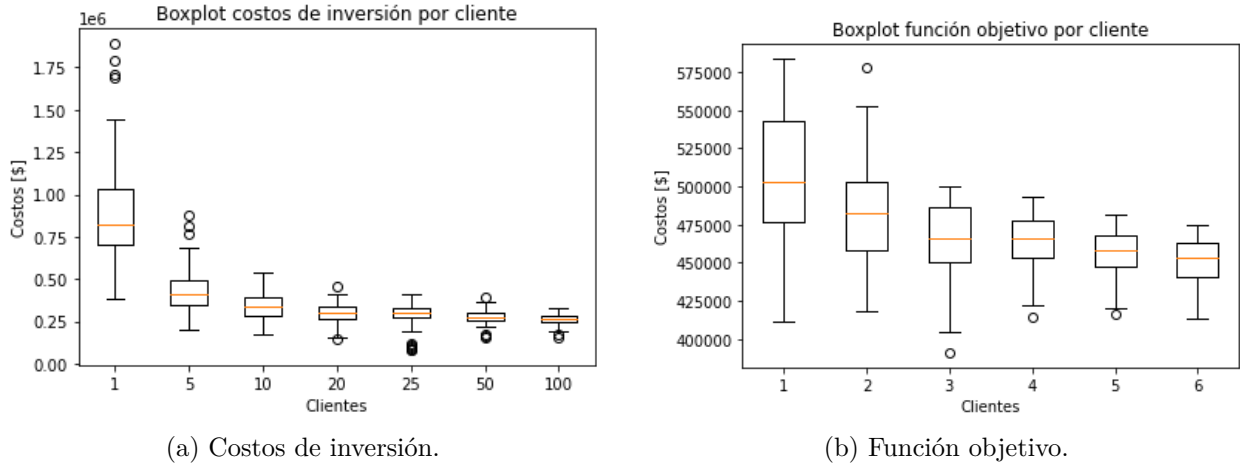


Figura 4.13: Boxplot costos unitarios, caso sin autoconsumo.

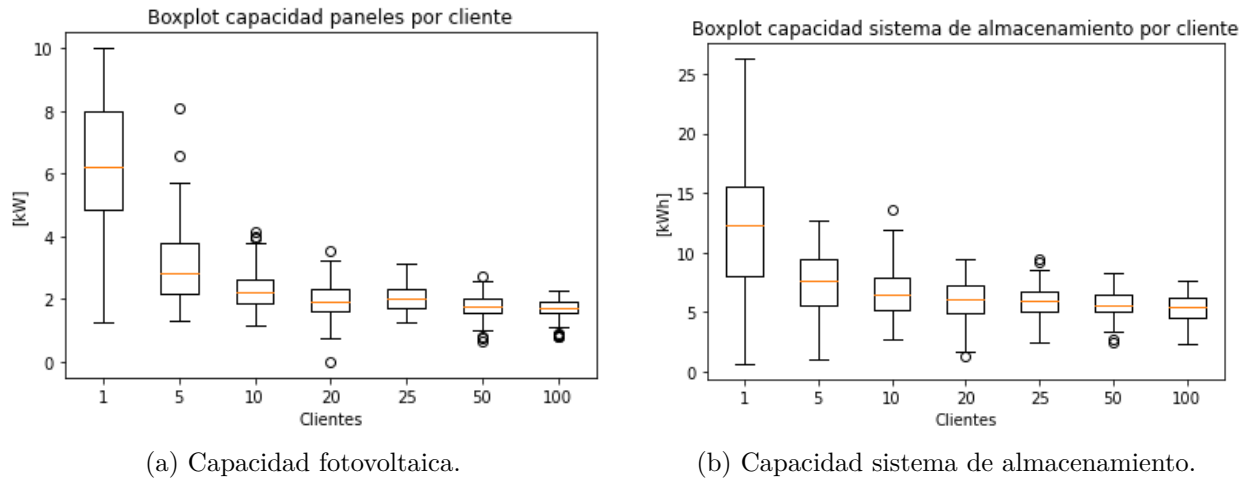


Figura 4.14: Boxplot capacidades unitarias, caso sin autoconsumo.

4.2.3. Caso 3: Autoconsumo de baterías

En este caso de estudio se admite que el sistema de almacenamiento se puede cargar con la generación solar de la comunidad y todo el excedente generado es vendido a la red de distribución, bajo el supuesto que tanto la instalación solar como el sistema de almacenamiento están en el mismo lugar geográfico.

Similar al caso anterior, esta condición es lograda al cambiar la restricción mostrada en

la ecuación 3.15 por la ecuación 4.2. Esta restricción determina que la potencia vendida a la red será el remanente entre la generación solar y la carga de la batería (en caso que esta sea la operación del sistema de almacenamiento en el instante t).

$$P_{out}[t, j] = P_{pv}[t, j] - P_{ch}[t, j] \quad (4.2)$$

De esta forma, la restricción para abastecer la demanda mostrada en la ecuación 3.8 también se ve afectada ya que en este caso la demanda será abastecida únicamente por la red de distribución.

La figura 4.15 a continuación presenta un diagrama que explica la estructura de la micro-red para este caso de estudio. Es importante destacar que el sistema de almacenamiento no puede abastecer la demanda de la comunidad, ya que está conectado aguas arriba de los medidores, teniendo que valorizar su inyección al precio de la energía (tal y como las inyecciones por la instalación solar).

La principal diferencia con el caso de estudio anterior, es que el sistema de almacenamiento se puede cargar con la instalación solar (aprovechando que están en el mismo lugar geográfico), por lo que no existirán mayores diferencias en costos de inversión y operación con respecto al caso anterior (aprovechando la carga de la batería antes y después de la falla sin la necesidad de comprar energía de la red).

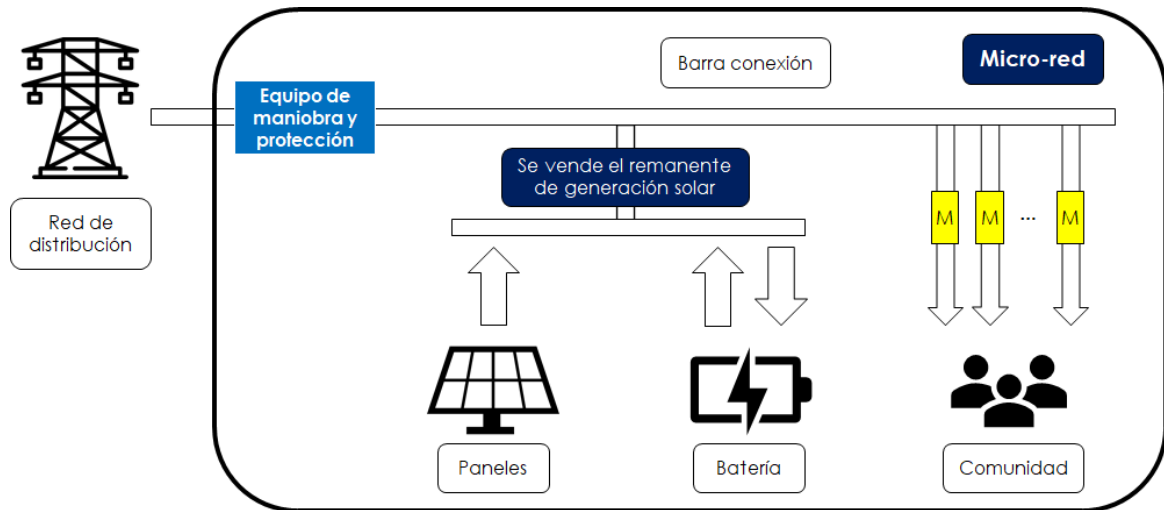


Figura 4.15: Diagrama problema de optimización caso autoconsumo de baterías.

Bajo la regulación actual, es posible implementar este caso de estudio debido a que se puede aprovechar la generación solar para cargar la batería dado que las instalaciones están en el mismo lugar. Además, este caso de estudio podría tener beneficios mucho mayores si es que en un futuro se avanzará a un sistema de tarifas dinámicas, obteniendo beneficios de la venta de energía gratuita almacenada en el sistema de almacenamiento.

Para ejemplificar la operación con las condiciones de este caso de estudio, se presenta la operación de dos micro-redes para agrupaciones de 10 y 25 clientes. El objetivo es mostrar

como es la operación para el día antes de la falla (24 horas), durante la operación en isla (falla 8 horas de duración) y el día después de ocurrida esta falla (24 horas), evidenciando el funcionamiento de la batería, la demanda, la generación solar y la compra y venta de energía a la red. Se ejemplifica el escenario de falla con el mayor consumo entre los tres considerados.

En primer lugar, se muestra la figura 4.16, en la cual es posible ver como opera una micro-red de 10 clientes vecinos, bajo las condiciones impuestas por este caso. En particular, esta micro-red posee una instalación solar de 25,4 kW y un almacenamiento de 78,4 kWh, sumado a un inversor conversor de 17,45 kW. La falla ocurre en el instante 31.549 (año en intervalos de 15 min) que corresponde al día 328 del año a las 15:15, donde el consumo durante las ocho horas de operación en isla es de 74,52 kWh.

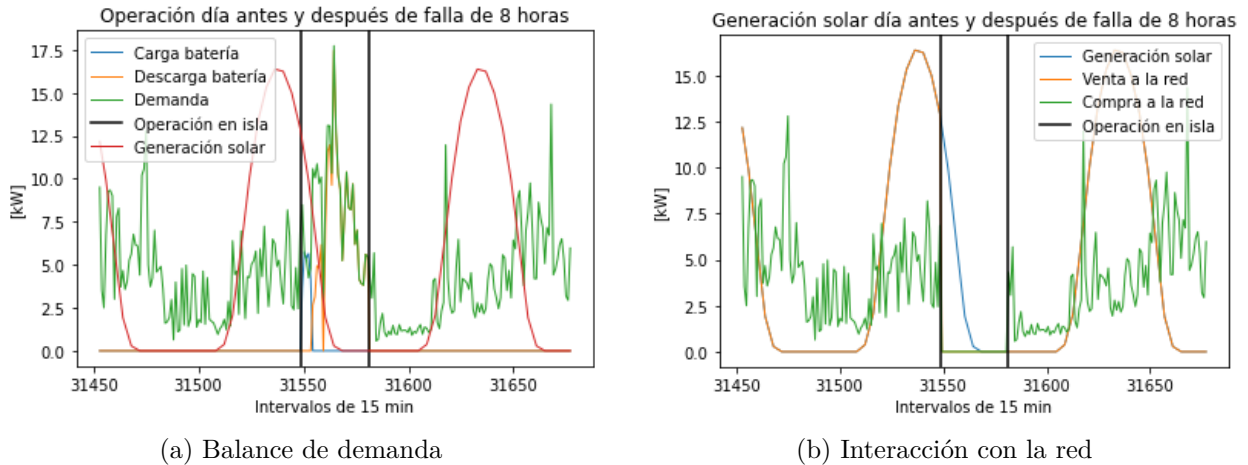


Figura 4.16: Operación micro-red de 10 clientes, caso autoconsumo de batería.

En segundo lugar, se muestra la figura 4.17, en la cual es posible ver como opera una micro-red de 25 clientes vecinos, bajo las condiciones impuestas por este caso. En particular, esta micro-red posee una instalación solar de 46,33 kW, un almacenamiento de 149,02 kWh sumado a un inversor cargador de 29,14 kW. La falla ocurre en el instante 31.349 (año en intervalos de 15 min) que corresponde al día 326 del año a las 13:15, donde el consumo durante las ocho horas de operación en isla es de 152,84 kWh.

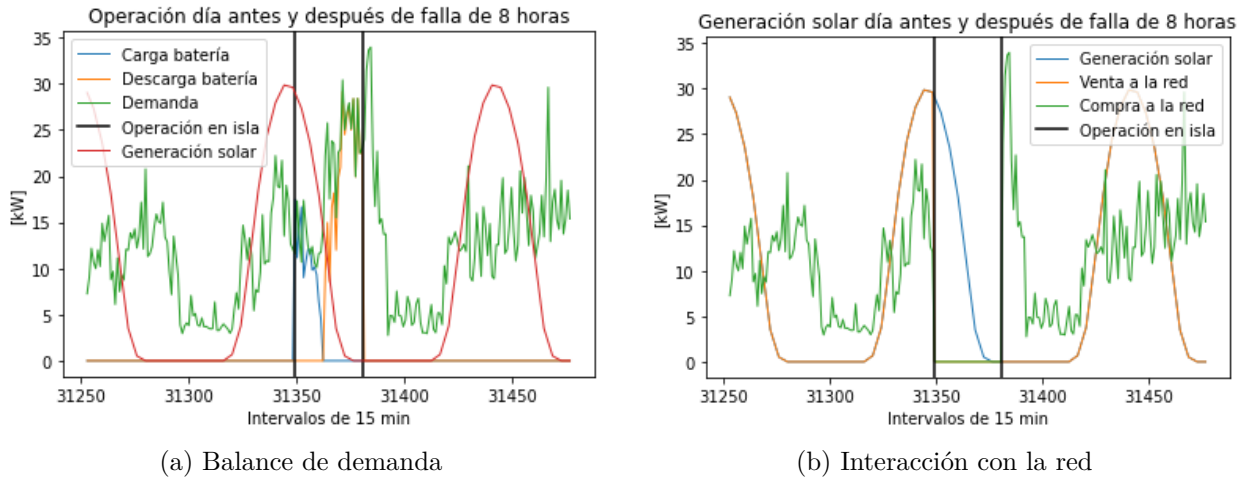
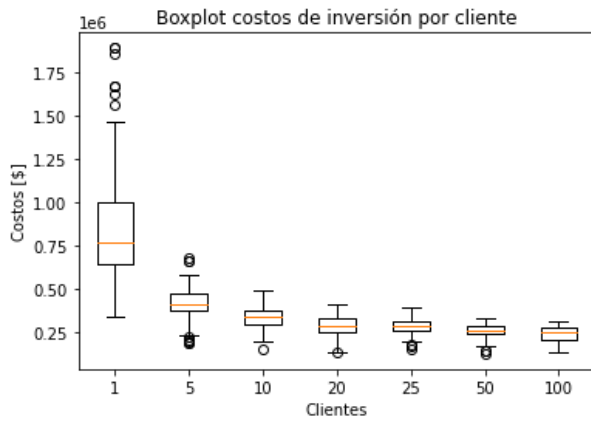


Figura 4.17: Operación micro-red de 25 clientes, caso autoconsumo de batería.

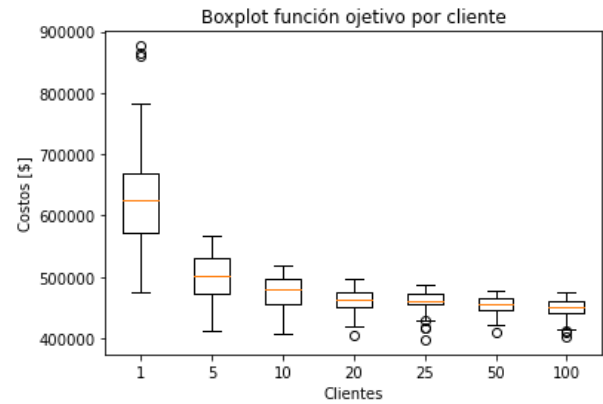
De ambas micro-redes es posible observar que en este caso, la batería también se utiliza solo en operación en isla. La principal diferencia con el caso anterior, está en que la batería se mantiene cargada antes de la falla por la energía solar generada por la instalación comunitaria (costo cero), utilizándose cuando decae la energía solar durante la operación en isla (ocho horas). Posteriormente, la batería podría volver a cargarse con la generación solar, para mantenerse con un estado de carga suficiente para afrontar una posterior falla, eso no es posible verlo en las figuras, ya que la simulación contempla una falla (por escenario) para el año de operación, por lo que no es conveniente cargar la batería si esa energía puede venderse en su totalidad.

En particular, se observa como la batería se carga durante la operación en isla (más claro en la operación de la micro-red de 25 clientes) dada la generación solar existente en las primeras horas de la falla (operación óptima dado el año de simulación), posterior a esto, la batería comienza su descarga, y al pasar el periodo de falla, la demanda vuelve a abastecerse por la energía comprada desde la red.

A continuación se presentan, en las figuras 4.18 y 4.19, los boxplot asociados a los costos de inversión y función objetivo por cliente y las capacidades unitarias de paneles fotovoltaicos y sistema de almacenamiento, para los cien diseños óptimos de micro-redes de las distintas agrupaciones consideradas en este trabajo.

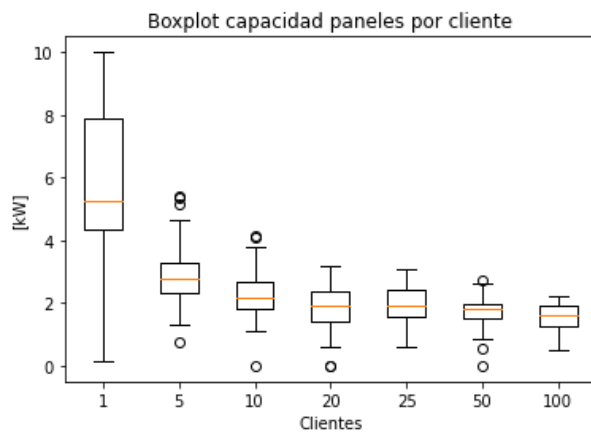


(a) Costos de inversión.

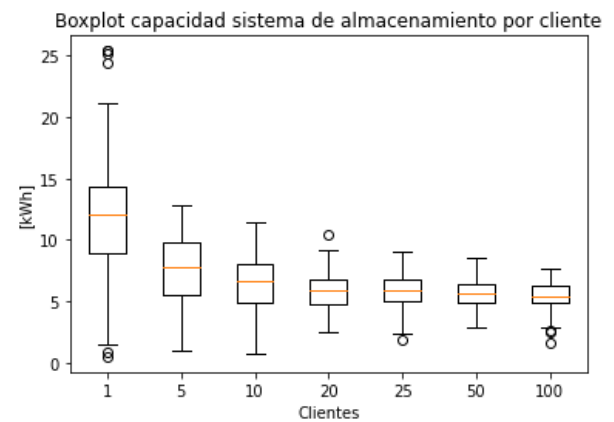


(b) Función objetivo.

Figura 4.18: Boxplot costos unitarios, caso autoconsumo de baterías.



(a) Capacidad fotovoltaica.



(b) Capacidad sistema de almacenamiento.

Figura 4.19: Boxplot capacidades unitarias, caso autoconsumo de baterías.

4.2.4. Caso 4: Paneles individuales, batería comunitaria

Este caso de estudio (también referido en este trabajo como PI-BC) corresponde al de mayor complejidad dentro de los casos descritos en este capítulo. La condición principal que describe este caso de estudio es que, a diferencia de los demás, se optimiza la capacidad de paneles solares a instalar de forma individual para cada cliente y la capacidad del sistema de almacenamiento para la comunidad.

A diferencia del caso de estudio 1: autoconsumo comunitario, en este se establece que es posible el autoconsumo individual ya que cada cliente será poseedor de su propia instalación solar en sus hogares, pudiendo aprovechar la generación proveniente de esta. Con esto en mente, y dado lo mencionado anteriormente en este trabajo, este caso de estudio es aplicable y está bajo la normativa vigente en nuestro país.

Para este caso de estudio no se considera la opción de instalar paneles solares con inversor híbrido porque no es necesario. Al tener un sistema de almacenamiento comunitario, este

será quien de el nivel de tensión necesario en caso de falla para que sigan funcionando los paneles solares en cada casa. Solo se considera la opción de inversor on-grid y que el sistema de almacenamiento posee un inversor cargador (permitiendo la operación en isla).

Como el sistema de almacenamiento es comunitario, este no puede aprovechar la generación solar de cada casa ya que su instalación debe ser en un lugar común, es por esto que otra condición impuesta en este caso es que la batería se carga por medio de la red de distribución.

Por la razón mencionada anteriormente en el caso 1: autoconsumo comunitario, este caso de estudio debería presentar mayores costos operacionales y costos totales que el caso 1 ya que no se aprovecha de la mejor manera la generación solar en cuanto a consumo debido a que normalmente en ese horario los hogares suelen tener bajo consumo energético.

Cabe destacar que, este caso no fue resuelto para una agrupación de cien clientes dada la complejidad computacional, deben agregarse 800 variables y 1000 restricciones más con respecto al caso base (autoconsumo comunitario).

A continuación en la figura 4.20 se observa un esquemático que explica gráficamente los puntos de conexión de la micro-red para este caso de estudio. Se incluye el equipo de maniobra y protección que permite la operación en isla, mientras que cada cliente posee su instalación solar aguas abajo de sus medidores, permitiendo el autoconsumo y un flujo bi-direccional. El sistema de almacenamiento es cargado por la red de distribución.

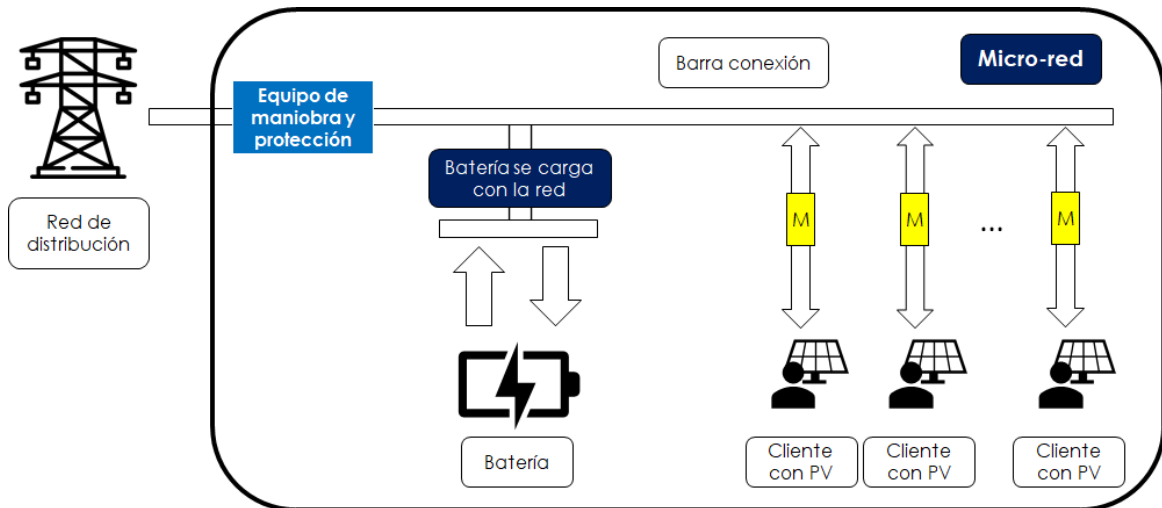


Figura 4.20: Diagrama problema de optimización caso paneles individuales y batería comunitaria.

Es importante explicar lo que sucede al considerar solo un cliente en este caso. Como resultado, es posible que la batería pueda cargarse por medio de la generación solar ya que, ambas instalaciones estarían en la misma vivienda (aguas abajo del medidor), por lo que ya no sería una restricción del problema que la batería deba cargarse por medio de la red y que no pueda abastecer la demanda.

Por esta razón, considerar un cliente es homólogo al caso de autoconsumo comunitario aplicado para un cliente. Las condiciones del problema de optimización son las mismas para

ambos casos, por ende, no es necesario realizar los cien diseños óptimos para un cliente ya que los resultados serán los mismos.

Este caso de estudio contempla dos subcasos. En primer lugar, el subcaso 1 contempla dos problemas de optimización, el primero para encontrar la capacidad de paneles solares óptima para cada cliente en una operación anual sin falla y el segundo problema, que considerando estas capacidades, encuentra el sistema de almacenamiento óptimo comunitario que protege al grupo de vecinos ante tres escenarios de falla (8 horas continuas). El subcaso 2, utiliza un problema de optimización que encuentra, la capacidad óptima de paneles solares para cada cliente y el sistema de almacenamiento óptimo comunitario en una operación anual con tres escenarios de falla.

El subcaso 1 se realizó para obtener resultados con un problema simplificado cuyo tiempo de computación es menor con respecto al subcaso 2. Este subcaso tiene su sustento en que un grupo de clientes, que ya posean instalaciones solares en sus viviendas, busquen mantener el suministro ante fallas en la red principal, mediante la instalación de un sistema de almacenamiento comunitario. Por su parte, el subcaso dos contempla una situación en la que no existen instalaciones previas y una comunidad busca instalar paneles fotovoltaicos en sus domicilios y a la vez, poseer un sistema de almacenamiento común en casos de fallas.

4.2.4.1. Subcaso 1

Para resolver el caso de estudio en primer lugar se implementa en su primer subcaso. Este subcaso busca optimizar la capacidad de paneles solares en un año de simulación, sin considerar fallas, para cada uno de los clientes en la comunidad. El problema se presenta a continuación, donde el índice n corresponde al número de clientes ($\forall n \in \{Clientes\}$).

$$\min : C_{pv} \cdot P_{inst}[n] + \sum_{t \in T} C_{red} \cdot P_{red}[t, n] \cdot \Delta t - \sum_{t \in T} C_{out} \cdot P_{out}[t, n] \cdot \Delta t \quad (4.3)$$

$$P_{pv}[t, n] = P_{inst}[n] \cdot PV_{1kW}[t] \quad (4.4)$$

$$P_{red}[t, n] + P_{pv}[t, n] - P_{out}[t, n] = Dem[t] \quad (4.5)$$

$$P_{out}[t, n] \leq P_{pv}[t, n] \quad (4.6)$$

El siguiente paso es que, una vez se encuentran las capacidades óptimas de paneles solares para cada cliente, se simula el problema para encontrar la capacidad óptima del sistema de almacenamiento comunitario para tres escenarios de falla. Este supuesto es válido ya que, puede ocurrir que vecinos con instalaciones solares existentes, decidan instalar un sistema de almacenamiento comunitario para mantener el suministro cuando ocurran fallas en la red principal.

Para esto se deben considerar los balances de demanda de cada cliente, estos corresponden a la potencia demandada desde la red, la inyectada a la red y la potencia de descarga de la batería que recibe cada uno. De esta forma, se debe abastecer la demanda individual de cada cliente con cada una de estas potencias y además, se debe abastecer la demanda agregada considerando la potencia de carga de la batería que se compra desde la red.

Con respecto a lo mostrado en la metodología, las restricciones asociadas al sistema de almacenamiento no tienen cambio alguno en el problema salvo las restricciones 3.22 y 3.23 ya que, como se mencionó, no se considera la opción de inversor híbrido para los paneles solares. Estas restricciones quedan como se muestra a continuación, y el objetivo es limitar las potencias de carga y descarga del sistema de almacenamiento por la potencia nominal del inversor cargador.

$$P_{ch}[t, j] \leq P_{invc} \quad (4.7)$$

$$P_{dch}[t, j] \leq P_{invc} \quad (4.8)$$

A continuación se presentan las restricciones que se agregan al problema asociadas al balance de demanda de cada cliente, donde *Paneles* será el resultado del problema de optimización anterior. Se debe recordar que el índice *j* corresponde a los escenarios de falla.

$$P_{red}[t, j] = P_{ch}[t, j] + \sum_{n \in \text{Clientes}} P_{red_{cl}}[t, j, n] \quad (4.9)$$

$$P_{out}[t, j] = \sum_{n \in \text{Clientes}} P_{out_{cl}}[t, j, n] \quad (4.10)$$

$$P_{dch}[t, j] = \sum_{n \in \text{Clientes}} P_{dch_{cl}}[t, j, n] \quad (4.11)$$

$$P_{pv}[t, j] = \sum_{n \in \text{Clientes}} P_{pv_{cl}}[t, j, n] \quad (4.12)$$

$$P_{pv_{cl}}[t, j, n] = \text{Paneles}[n] \cdot PV_{1kW}[t] \quad (4.13)$$

Las siguientes restricciones son para imponer que la demanda individual y agregada debe abastecerse en operación normal y caso de falla. En caso de falla, la demanda se abastece por la generación solar y la potencia de descarga de la batería común.

$$P_{red_{cl}}[t, j, n] + P_{pv_{cl}}[t, j, n] + P_{dch_{cl}}[t, j, n] - P_{out_{cl}}[t, j, n] = Dem[t, n] \quad (4.14)$$

$$P_{red}[t, j] + P_{pv}[t, j] + P_{dch}[t, j] - P_{out}[t, j] = Dem_{ag}[t] \quad (4.15)$$

$$P_{pv_{cl}}[t, j, n] + P_{dch_{cl}}[t, j, n] \geq Dem[t, n] \quad (4.16)$$

En cuanto a la función objetivo presentada en la ecuación 4.3 solo se modifican los costos de inversión dado que ya no se trata con una sola instalación de paneles solares, sino que tantas como clientes se consideren en la comunidad de estudio. Los nuevos costos de inversión se presentan a continuación.

$$CI = C_{pvo} \sum_{n \in \text{Clientes}} Paneles[n] + C_{kWh} \cdot E_{bat} + C_{inv} \cdot P_{inv} \quad (4.17)$$

Para ejemplificar la operación de este subcaso, se presenta la operación de dos micro-redes para agrupaciones de 10 y 25 clientes. El objetivo es mostrar como es la operación para el día antes de la falla (24 horas), durante la operación en isla (falla 8 horas de duración) y el día después de ocurrida esta falla (24 horas), evidenciando el funcionamiento de la batería, la demanda, la generación solar y la compra y venta de energía a la red. Se ejemplifica el escenario de falla con el mayor consumo entre los tres considerados. Además, se agrega la operación para un cliente.

En primer lugar, se muestra la figura 4.21, en la cual es posible ver como opera una micro-red de 10 clientes vecinos, bajo las condiciones impuestas por este caso. En particular, esta micro-red posee una instalación solar promedio por cliente de 2,42 kW y un almacenamiento comunitario de 76,66 kWh, sumado a un inversor cargador de 17,32 kW que hace posible la operación en isla. La falla ocurre en el instante 27.223 (año en intervalos de 15 min) que corresponde al día 283 del año a las 13:45, donde el consumo agregado durante las ocho horas de operación en isla es de 67,58 kWh.

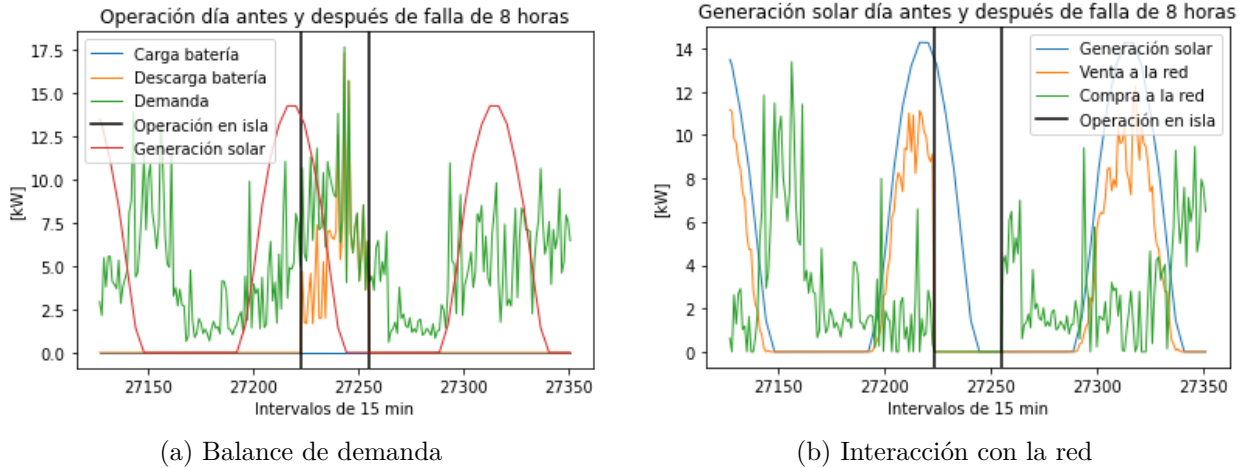


Figura 4.21: Operación micro-red de 10 clientes, SC1: PI-BC.

Además, la figura 4.22 muestra la misma operación anterior pero para un cliente perteneciente a esta micro-red.

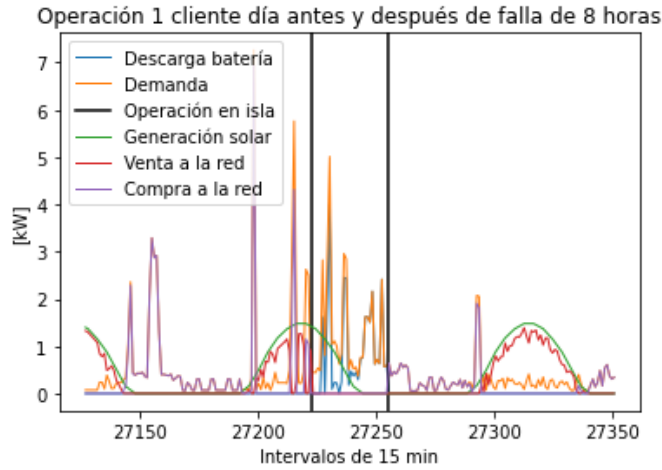


Figura 4.22: Operación de un miembro de micro-red de 10 clientes, SC1: PI-BC.

En segundo lugar, se muestra la figura 4.23, en la cual es posible ver como opera una micro-red de 25 clientes vecinos, bajo las condiciones impuestas por este caso. En particular, esta micro-red posee una instalación solar promedio por cliente de 2,42 kW y un almacenamiento comunitario de 186,13 kWh, sumado a un inversor cargador de 29,9 kW que hace posible la operación en isla. La falla ocurre en el instante 31.073 (año en intervalos de 15 min) que corresponde al día 323 del año a las 16:25, donde el consumo durante las ocho horas de operación en isla es de 138,98 kWh.

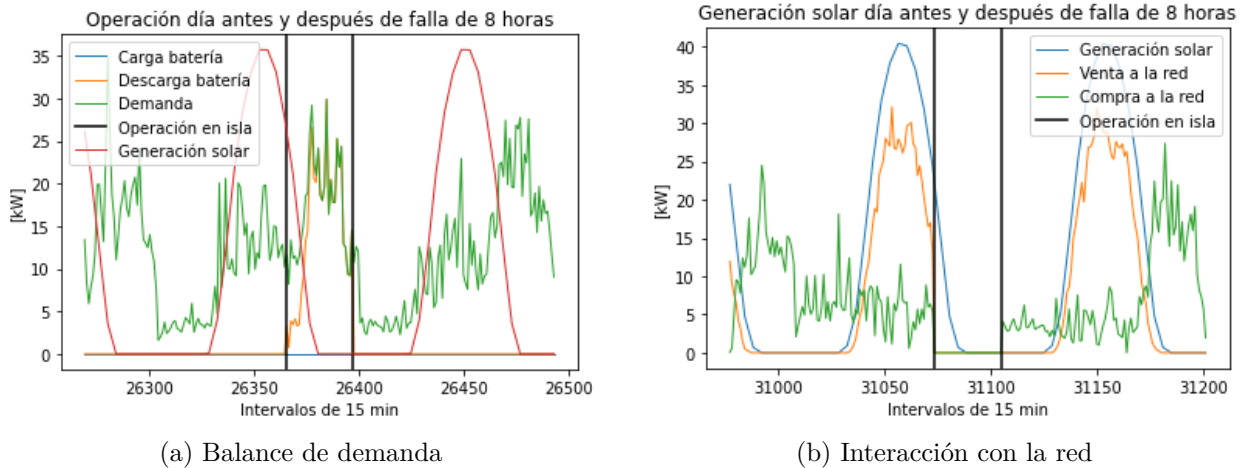


Figura 4.23: Operación micro-red de 25 clientes, SC1: PI-BC.

Además, la figura 4.24 muestra la misma operación anterior pero para un cliente perteneciente a esta micro-red.

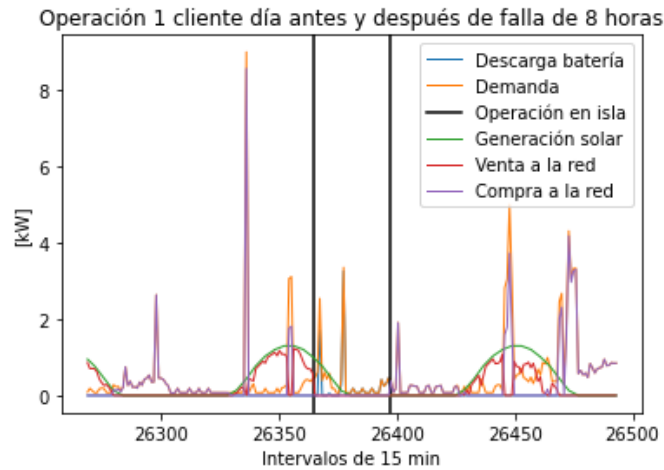


Figura 4.24: Operación de un miembro de micro-red de 25 clientes, SC1: PI-BC.

De ambas micro-redes es posible observar como la batería opera solo en las horas de falla (operación en isla) cuando la demanda solo se abastece con el sistema de almacenamiento y la instalación solar (igual que en el caso sin autoconsumo). Cuando la operación es conectada a la red, es posible apreciar como la demanda se abastece por la compra de energía a la red y la instalación solar gracias a permitir el autoconsumo de forma individual (diferencia con el caso sin autoconsumo), esto se evidencia claramente en el día antes de la falla, donde es posible ver que no toda la generación solar se exporta a la red de distribución.

Es así como, en este caso, la batería solo tiene el objetivo de mantener el suministro en el periodo de falla ya que, no es conveniente cargarla con energía comprada de la red para luego utilizarla en horas de noche dada la ecuación de estado de carga, donde la potencia de carga es dividida por la eficiencia y la potencia de descarga se multiplica por esta (resulta más conveniente usar directamente la energía de la red). Esto es lo mismo que ocurre en el caso sin autoconsumo.

A continuación se presentan, en las figuras 4.25 y 4.26, los boxplot asociados a los costos de inversión y función objetivo por cliente y las capacidades unitarias de paneles fotovoltaicos y sistema de almacenamiento, para los cien diseños óptimos de micro-redes de las distintas agrupaciones consideradas en este trabajo (este caso en particular no contempla ni el caso individual ni la agrupación de cien clientes).

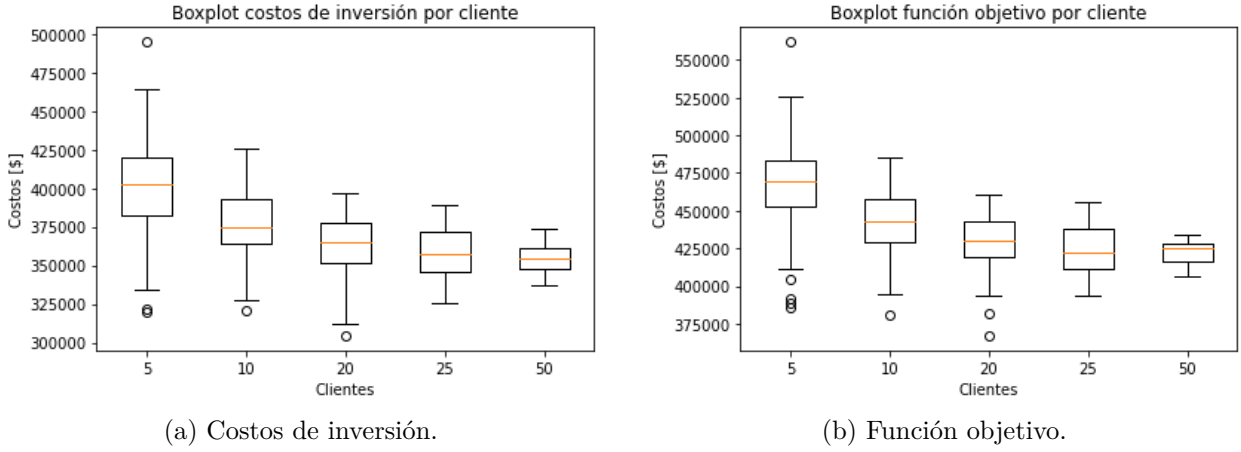


Figura 4.25: Boxplot costos unitarios, SC1: PI-BC.

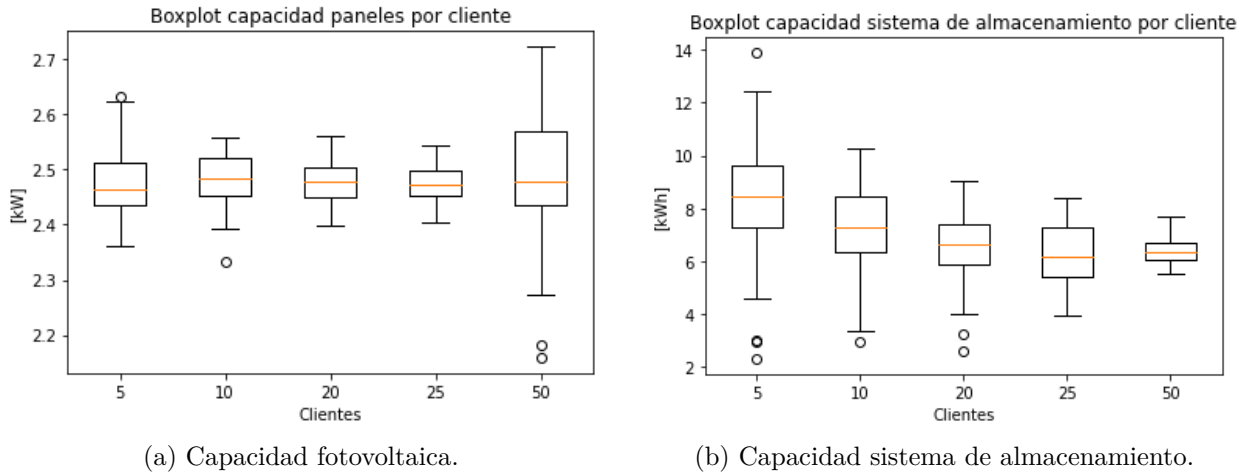


Figura 4.26: Boxplot capacidades unitarias, SC1: PI-BC.

4.2.4.2. Subcaso 2

El subcaso 2 corresponde a integrar ambos problemas en uno solo, es decir, mediante un problema obtener la capacidad óptima de paneles para cada cliente y, a su vez, determinar el sistema de almacenamiento comunitario.

Para lograr esto, se modifica una de las restricciones y el costo de inversión, ambos mostrados en el subcaso uno anteriormente. Esta se asocian a los paneles solares de cada cliente, en donde la capacidad dejará de ser un parámetro de entrada y deberá ser agregada como una variable a determinar por el problema de optimización.

$$P_{pv_{cl}}[t, j, n] = P_{insto}[n] \cdot PV_{1kW}[t] \quad (4.18)$$

$$CI = C_{pvo} \sum_{n \in Clientes} P_{insto}[n] + C_{kWh} \cdot E_{bat} + C_{inv} \cdot P_{inv} \quad (4.19)$$

Por último, como se debe optimizar la capacidad de paneles solares para cada uno de los clientes, se debe agregar una restricción adicional que se asocia al tipo de tarifa para cada cliente. Para no agregar otro costo a la optimización, se supone que todos los clientes están sujetos a una tarifa BT1 con una potencia máxima conectada de 10 kW ².

Por esta razón, se impone que no se puede instalar una capacidad que supere este valor de 10 kW para evitar añadir costos adicionales de infraestructura en la red de distribución debido a tener una instalación de más de 10 kW y tener que cambiar de tarifa. La ecuación mostrada en 4.20 será agregada al problema de optimización.

$$P_{insto}[n] \leq 10kW \quad (4.20)$$

Para ejemplificar la operación de este subcaso, se presenta la operación de dos micro-redes para agrupaciones de 10 y 25 clientes. El objetivo es mostrar como es la operación para el día antes de la falla (24 horas), durante la operación en isla (falla 8 horas de duración) y el día después de ocurrida esta falla (24 horas), evidenciando el funcionamiento de la batería, la demanda, la generación solar y la compra y venta de energía a la red. Se ejemplifica el escenario de falla con el mayor consumo entre los tres considerados. Además, se agrega la operación para un cliente.

En primer lugar, se muestra la figura 4.27, en la cual es posible ver como opera una micro-red de 10 clientes vecinos, bajo las condiciones impuestas por este caso. En particular, esta micro-red posee una instalación solar promedio por cliente de 4,72 kW y un almacenamiento comunitario de 78 kWh, sumado a un inversor cargador de 13,3 kW que hace posible la operación en isla. La falla ocurre en el instante 26.365 (año en intervalos de 15 min) que corresponde al día 274 del año a las 15:25, donde el consumo agregado durante las ocho horas de operación en isla es de 66,24 kWh.

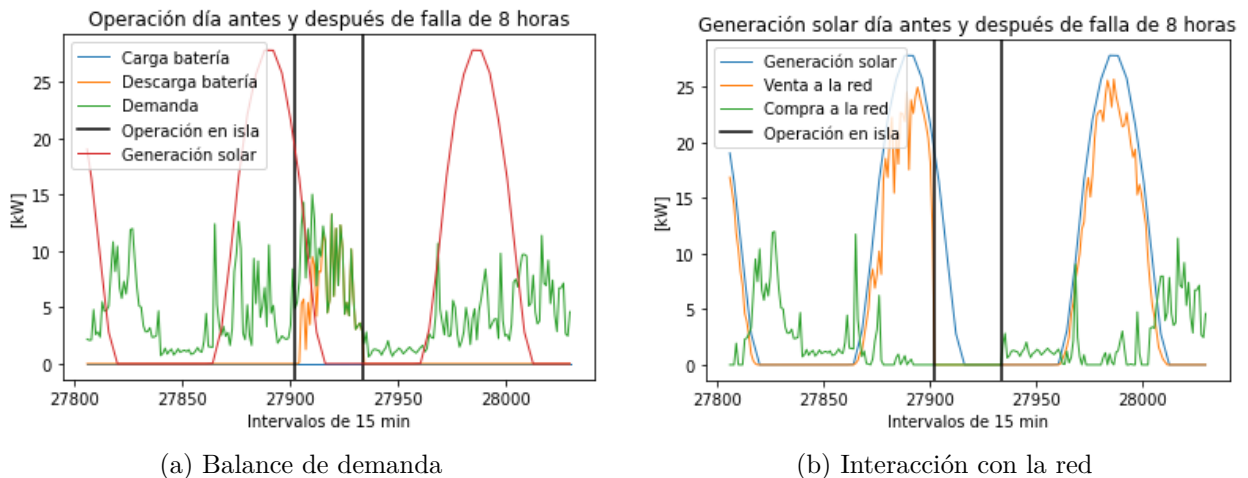


Figura 4.27: Operación micro-red de 10 clientes, SC2: PI-BC.

Además, la figura 4.28 muestra la misma operación anterior pero para un cliente perteneciente a esta micro-red.

² Tarifas. CGE. Disponible en: <https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/>

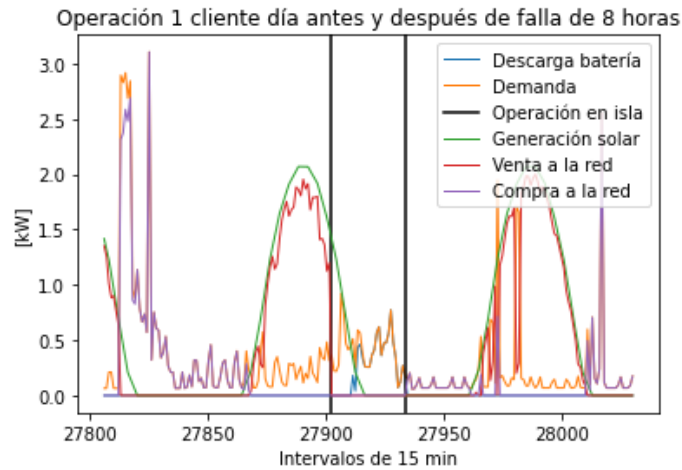


Figura 4.28: Operación de un miembro de micro-red de 10 clientes, SC2: PI-BC.

En segundo lugar, se muestra la figura 4.29, en la cual es posible ver como opera una micro-red de 25 clientes vecinos, bajo las condiciones impuestas por este caso. En particular, esta micro-red posee una instalación solar promedio por cliente de 3,56 kW y un almacenamiento comunitario de 157,85 kWh, sumado a un inversor cargador de 27,16 kW que hace posible la operación en isla. La falla ocurre en el instante 27.902 (año en intervalos de 15 min) que corresponde al día 290 del año a las 15:30, donde el consumo durante las ocho horas de operación en isla es de 131,8 kWh.

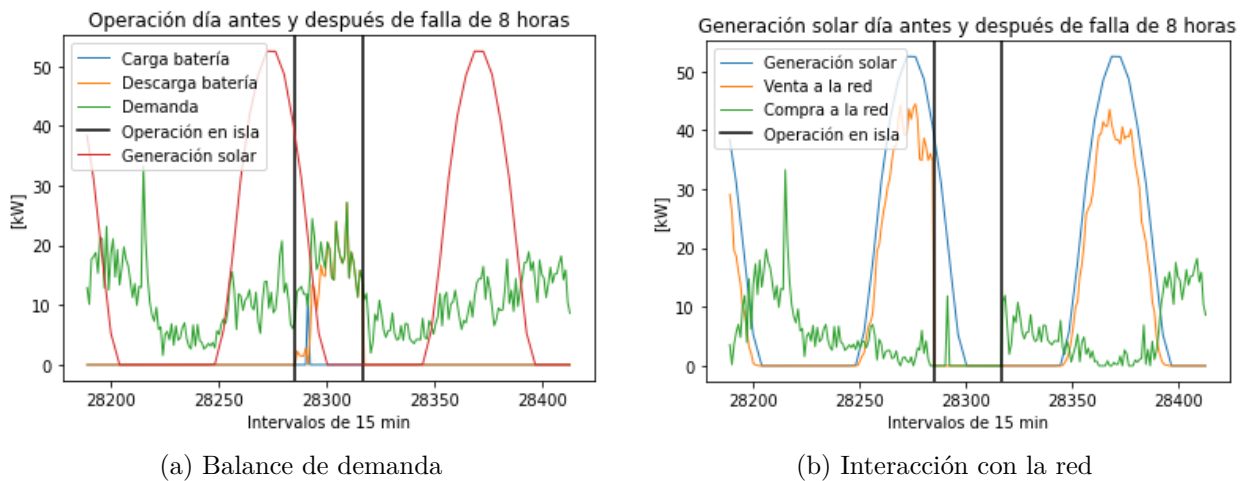


Figura 4.29: Operación micro-red de 25 clientes, SC2: PI-BC.

Además, la figura 4.30 muestra la misma operación anterior pero para un cliente perteneciente a esta micro-red.

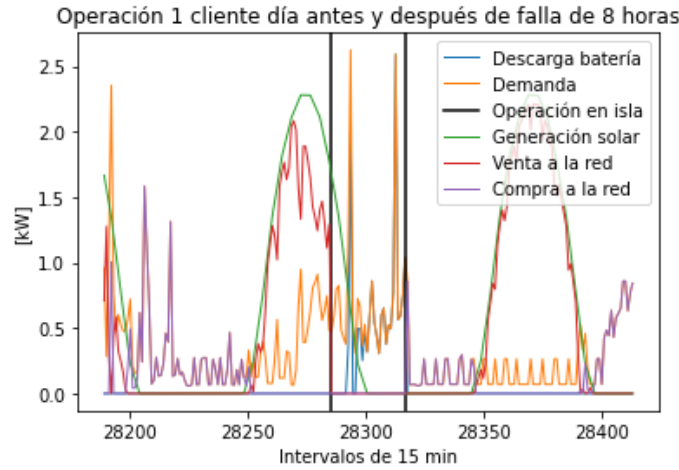
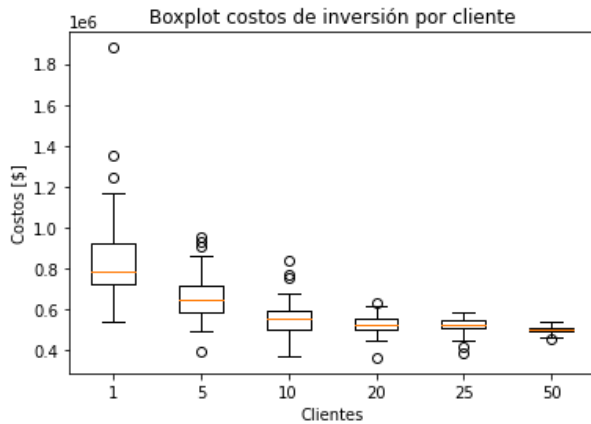


Figura 4.30: Operación de un miembro de micro-red de 25 clientes, SC2: PI-BC.

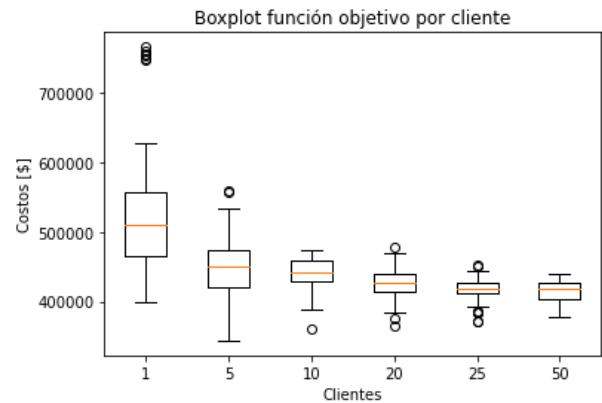
La operación de este subcaso es la misma que en el subcaso anterior ya que, las condiciones son las mismas y lo que cambia es la forma de resolver el mismo problema. El encontrar óptimamente la capacidad de paneles solares y almacenamiento, trae consigo un aumento en la capacidad promedio por cliente de paneles solares (mayor con respecto al caso de autoconsumo comunitario y el subcaso anterior) y una menor capacidad de almacenamiento para agrupaciones por sobre los 20 clientes.

Esto permite una disminución en la compra de energía desde la red (con respecto al subcaso anterior) dada esta sobre-instalación solar para aprovechar el autoconsumo individual y los beneficios por venta de energía a la red.

A continuación se presentan, en las figuras 4.31 y 4.32, los boxplot asociados a los costos de inversión y función objetivo por cliente y las capacidades unitarias de paneles fotovoltaicos y sistema de almacenamiento, para los cien diseños óptimos de micro-redes de las distintas agrupaciones consideradas en este trabajo (este caso en particular no contempla la agrupación de cien clientes).

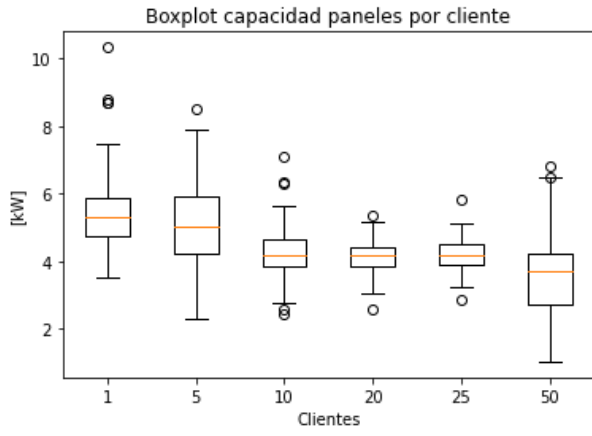


(a) Costos de inversión.

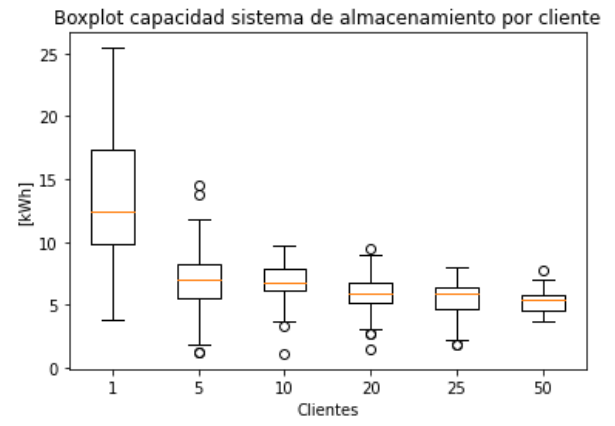


(b) Función objetivo.

Figura 4.31: Boxplot costos unitarios, SC2: PI-BC.



(a) Capacidad fotovoltaica.



(b) Capacidad sistema de almacenamiento.

Figura 4.32: Boxplot capacidades unitarias, SC2: PI-BC.

Capítulo 5

Resultados y Análisis

En esta sección se detallan los resultados, particularmente costos y métricas obtenidas, para cada caso de estudio presentado anteriormente, considerando principalmente que se diseñan óptimamente cien micro-redes distintas para cada grupo de cliente y estos casos.

Además, se presenta el análisis correspondiente a cada uno de estos resultados, al igual que una comparación tanto para los distintos grupos de clientes y entre los casos de estudio, explicando concretamente las diferencias entre estos.

Para comparar la multiplicidad de micro-redes (100 micro-redes por grupo de clientes) entre los distintos grupos de clientes y casos de estudios en este trabajo, se consideran los promedios de estos cien diseños óptimos, evitando así mostrar resultados engorrosos, como los boxplot vistos en la sección 4 para cada caso de estudio.

Cabe destacar que a continuación se presentan resultados unitarios, como se ha mencionado a lo largo de este trabajo, esto con el objetivo de poder comparar resultados y ver de forma clara los beneficios obtenidos por cada individuo y las ventajas que se tienen al agruparse. Por el contrario, si los resultados no se presentaran de forma unitaria, no se captaría el beneficio de agruparse ya que los costos tanto de inversión como operación aumentan con la agrupación de clientes (en su totalidad), y no se captaría este beneficio individual de la agrupación.

Otro punto importante a aclarar es que, el caso de paneles individuales y batería comunitaria no se optimizó para el grupo de cien clientes (sección 4.2.4). Esto por dos motivos, en primer lugar, la carga computacional es demasiada, para cien clientes se tienen 800 variables (capacidad de paneles solares e inversor cargador, más variables temporales y por escenario, para cada cliente) y 1000 restricciones adicionales con respecto al caso base para la misma agrupación. En segundo lugar, dado los resultados obtenidos en los otros casos de estudio y que se verán en esta sección, se espera que la tendencia en costos de inversión y operación entre cincuenta y cien clientes se mantenga similar a lo que ocurre en estos casos (disminución promedio en costos totales de 1% entre cincuenta y cien clientes).

5.1. Costos de inversión y operación

El primer resultado que se muestra es la figura 5.1 la cual presenta los costos de inversión promedio en forma unitaria para cada uno de los conjuntos de clientes y caso de estudio considerado en este trabajo. Además, se muestran los datos de este gráfico en la tabla 5.1.

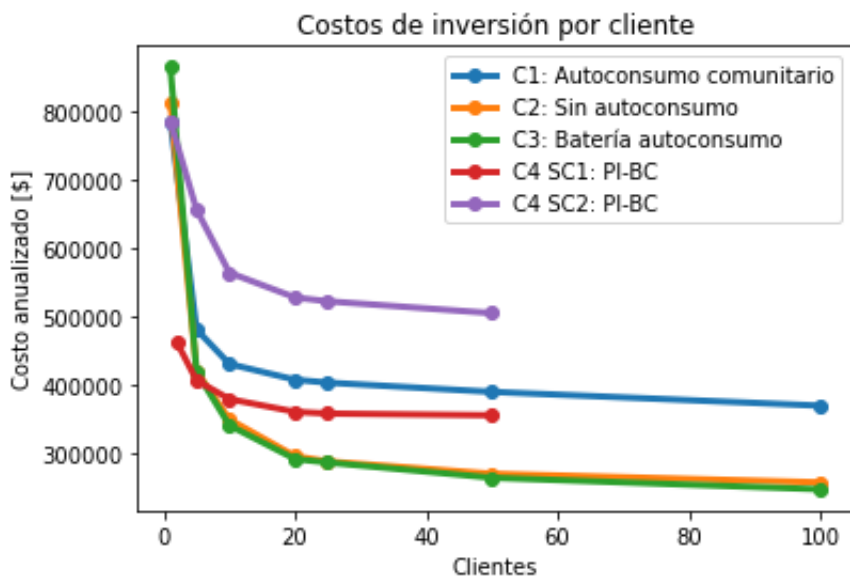


Figura 5.1: Costos de inversión unitarios por grupos de clientes.

| Cientes | C1: AC | C2: S-AC | C3: B-AC | C4 SC1: PI-BC | C4 SC2: PI-BC |
|---------|---------|----------|----------|---------------|---------------|
| 1 | 785.092 | 812.939 | 864.228 | | 785.092 |
| 5 | 480.663 | 419.959 | 418.793 | 406.242 | 655.437 |
| 10 | 430.330 | 349.363 | 340.616 | 379.043 | 563.665 |
| 20 | 407.302 | 295.718 | 291.497 | 360.463 | 527.409 |
| 25 | 403.041 | 287.988 | 286.453 | 357.900 | 521.880 |
| 50 | 389.590 | 270.001 | 264.125 | 355.411 | 504.567 |
| 100 | 369.450 | 257.432 | 247.351 | | |

Tabla 5.1: Datos costos de inversión por cliente

Lo primero a comentar es que para todos los casos de estudio los costos de inversión por cliente disminuyen a medida que la agrupación de estos en la micro-red es mayor. Es decir, efectivamente el agruparse tiene una reducción en los costos asociados a paneles fotovoltaicos y sistema de almacenamiento. Esto también puede ser apreciado en las figuras 5.2 y 5.3 en las que se muestra la adopción unitaria de paneles solares y sistema de almacenamiento para los grupos de clientes considerados en este trabajo. Es posible observar que, efectivamente, la capacidad unitaria de paneles solares y sistema de almacenamiento se ve reducida para un grupo mayor de clientes en la comunidad.

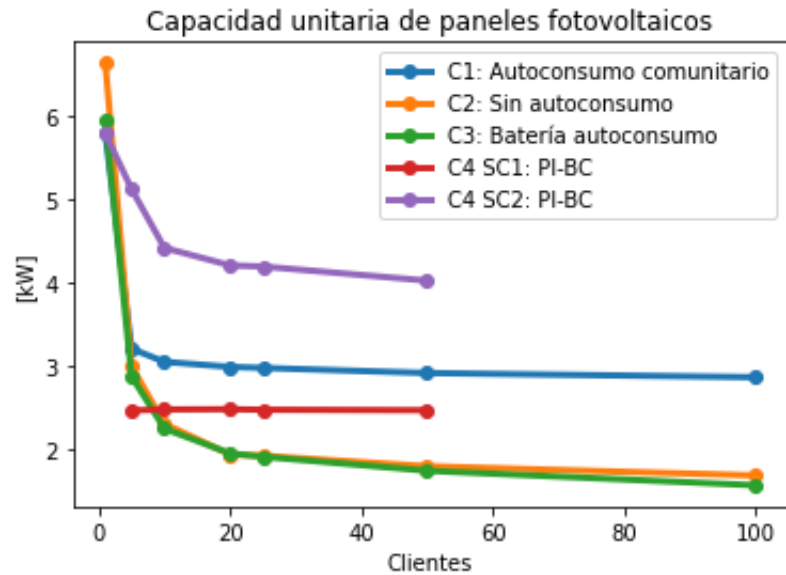


Figura 5.2: Capacidad unitaria de paneles fotovoltaicos según agrupación de clientes.

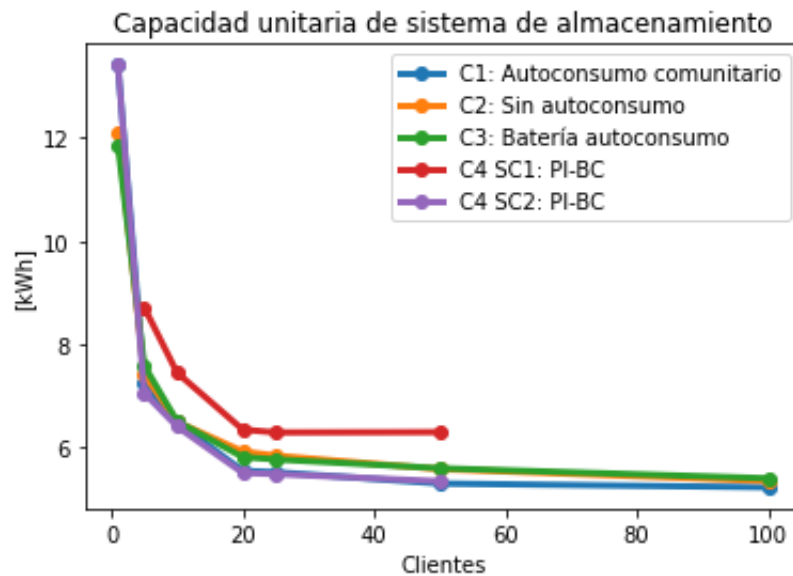


Figura 5.3: Capacidad unitaria de sistema de almacenamiento según agrupación de clientes.

Si bien los costos disminuyen, es claro también que esta disminución se atenúa a partir de la agrupación de 25 clientes, siendo más notorio desde los 50 clientes, existiendo diferencias muy tenues comparado a 100 clientes. De esta forma, considerar micro-redes con una mayor agrupación de clientes no resultaría mucho más beneficioso que lo mostrado en los resultados, una de las razones es que el efecto agregado de la demanda alcanzado para agrupaciones superiores a los 50 clientes es similar.

En primer lugar, se destaca lo que pasa con el caso de estudio cuatro, paneles individuales y batería comunitaria. Los resultados difieren entre ambos subcasos, recordando que

el subcaso uno contempla encontrar la cantidad de paneles óptima sin considerar falla en un problema aparte, lo que genera que el resultado sea muy similar entre clientes donde el promedio se acerca a los 2,5 kW a instalar por cliente.

Por otra parte, el subcaso dos del problema tiene como resultados capacidades mucho más elevadas que estos 2,5 kW promedio en el subcaso uno. Naturalmente, esto lleva a un aumento en costos de inversión, que como muestra la figura 5.1 es el caso que presenta los mayores costos de inversión de todos los casos de estudio en general.

La explicación de esto es que no se aprovecha la ventaja de tener una demanda agregada de clientes, y el problema encuentra la capacidad óptima de paneles de forma individual, considerando perfiles de demanda con peaks mayores y una mayor aleatoriedad en esta.

Como el sistema de almacenamiento tiene un costo anualizado mucho menor con respecto a los paneles solares, no influyen en mayor medida en los costos de inversión, sumando a que no existen mayores diferencias entre casos de estudios porque siempre se busca la capacidad óptima de forma comunitaria.

Con respecto al caso donde no se permite el autoconsumo, y el caso tres, autoconsumo de baterías, se mantiene la disminución en costos de inversión a medida que aumenta la agrupación de clientes. Estos casos poseen los menores costos de inversión con respecto a los demás casos de estudio, lo que se explica por una reducción considerable en la capacidad instalada de paneles solares. Como toda la energía es valorizada y vendida a la red (menos en los instantes en que se carga la batería en el caso tres), y sumado a que el costo de venta es bajo comparado a la inversión, no conviene sobre-instalar para vender más. Las diferencias entre ambos casos son tenues ya que solo difieren en que cuando se carga la batería (para mantener una carga suficiente para la operación en isla), en el caso dos se compra la energía y en el caso tres es energía a costo cero (energía solar).

Otro punto importante es la adopción unitaria del sistema de almacenamiento. Encontrar la capacidad óptima de forma comunitaria trae una disminución en la adopción por cliente con respecto a encontrar un sistema de almacenamiento de forma individual. Esto se puede demostrar al comparar el caso de autoconsumo comunitario aplicado a un cliente, donde la adopción promedio es de 13,4 kWh, si este ejercicio se repitiera para 25 o 50 clientes, pero instalando una batería comunitaria, tal y como se hace en el caso de paneles individuales y batería comunitaria, la adopción unitaria se reduce a 5,49 kWh y 5,35 kWh, respectivamente.

Esta tónica se mantiene en todos los casos de estudio, donde la reducción con respecto al caso individual en adopción unitaria del sistema de almacenamiento es en promedio de 41 %, 49 %, 53 %, 54 %, 57 % y 58 % para 5, 10, 20, 25, 50 y 100 clientes.

Para tener resultados más completos es que se deben considerar los costos operacionales, hacer esto permite una comparación efectiva entre casos de estudios ya que, la función objetivo para el diseño óptimo de micro-redes considera la minimización de los costos de inversión y operación. Esto se muestra en la figura 5.4 con los correspondientes datos en la tabla 5.2, donde se presenta el resultado de la función objetivo del problema.

En este sentido, lo que se evalúa no es solo la inversión sino que también los costos totales de venta y compra de energía desde la red de distribución.

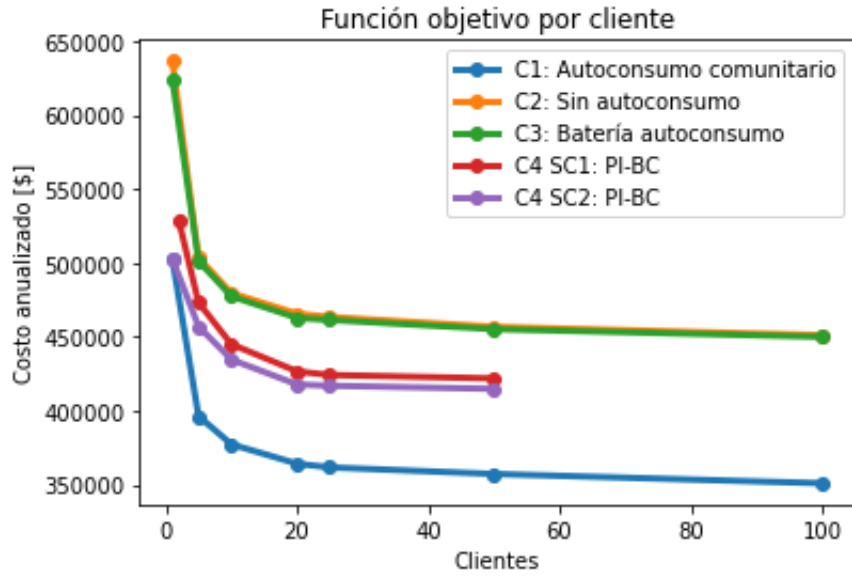


Figura 5.4: Función objetivo unitaria por grupos de clientes.

| Cientes | C1: AC | C2: S-AC | C3: B-AC | C4 SC1: PI-BC | C4 SC2: PI-BC |
|---------|---------|----------|----------|---------------|---------------|
| 1 | 502.608 | 636.493 | 624.065 | | 502.608 |
| 5 | 396.258 | 503.423 | 501.071 | 472.990 | 456.930 |
| 10 | 377.276 | 479.553 | 477.326 | 444.925 | 434.549 |
| 20 | 364.134 | 465.594 | 462.700 | 426.561 | 417.743 |
| 25 | 361.649 | 463.351 | 461.352 | 424.117 | 416.859 |
| 50 | 356.542 | 456.717 | 455.126 | 421.804 | 414.761 |
| 100 | 352.436 | 451.071 | 449.910 | | |

Tabla 5.2: Datos función objetivo por cliente

Lo primero a destacar es que el caso de estudio sin autoconsumo es el que tiene los mayores costos de operación (compra y venta de energía), pasando de tener la menor inversión de todos a ser el caso más caro considerando la operación anual de la micro-red urbana comunitaria. Esto quiere decir que el caso que está bajo la regulación actual en el ámbito comunitario es el más caro.

La explicación es sencilla y tiene que ver con que para abastecer la demanda se debe comprar la energía de la red y no consumir la propia energía generada, lo mismo con el sistema de almacenamiento que debe ser cargado por la red.

Similares son los resultados del caso autoconsumo de baterías, ya que por lo explicado anteriormente, solo aprovecha cargar el sistema de almacenamiento a costo cero, en comparación a comprar esta energía a la red de distribución como lo hace el caso sin autoconsumo. Este caso en particular, podría presentar beneficios mucho mayores (menor función objetivo)

si en un futuro se avanzara en implementar tarifas dinámicas en la red de distribución, esto podría permitir almacenar energía solar durante las horas de día y venderla en horas punta (tarde-noche) cuando las tarifas puedan ser más elevadas (mayores requerimientos de energía por las viviendas).

Por su parte el caso de autoconsumo comunitario, que si bien no era el caso más caro en términos de costos de inversión, al considerar los costos de operación es el más barato de todos, es decir, presenta los menores costos de inversión y operación. Por lo tanto, el aprovechar el autoconsumo como comunidad genera muchos más beneficios que no aprovecharlo.

Estos resultados muestran que, si se permite que comunidades puedan aprovechar la energía generada y consumirla como un solo cliente agrupado (un medidor), bajo el supuesto de que las redes de distribución puedan seccionarse para formar islas en caso de falla, este caso de estudio sería la forma más eficiente para formar micro-redes que aumenten la confiabilidad de suministro, y que al mismo tiempo, disminuyan los costos de operación e inversión para los miembros de la micro-red.

Cabe destacar que este caso no es distinto al de un cliente que autoconsume de su instalación solar dado que, al tratarse de micro-redes de grupos de vecinos, las cargas están muy cercanas a la generación local, por lo que aunque regulatoriamente no sea reconocido, es altamente probable que los propios vecinos de la micro-red sean quienes estén consumiendo la energía eléctrica generada por los paneles comunitarios (venta y compra de la misma energía).

Esto toma suma importancia al observar los resultados obtenidos para el caso paneles individuales y batería comunitaria, en sus dos subcasos. Como se mencionó anteriormente en este trabajo, estos casos difieren principalmente en que cada cliente es poseedor de su propia instalación solar y por ende, el autoconsumo es de forma individual.

En el subcaso uno de este problema, los costos de inversión son menores que el caso autoconsumo comunitario, sin embargo, resulta tener una función objetivo mayor que este. La explicación simple es que al tener una capacidad menor de paneles solares, se debe comprar más energía a la red.

Por su parte, el subcaso dos de este caso tiene costos de inversión superiores, la inversión más alta de todos los casos, y además la función objetivo presenta costos mayores que el caso autoconsumo comunitario. La diferencia con el subcaso uno radica en que acá la decisión de capacidad instalada de paneles solares se hace en conjunto con la batería comunitaria, considerando los tres casos de falla, instalando más. Por lo tanto, se compra menos y vende más energía a la red.

La diferencia principal de ambos subcasos con el caso autoconsumo comunitario es que el autoconsumo es individual (cada cliente posee su instalación solar) y como consecuencia la energía solar no se aprovecha de la misma forma. Usualmente, en las horas de sol, una vivienda promedio tiene a la mayoría de sus habitantes fuera ya sea por trabajo, colegio, etc., y lo que se genera no se puede usar para cargar el sistema de almacenamiento.

En cambio, si se pudiese tomar la comunidad como una sola carga, la energía generada

en una vivienda cuyos habitantes están fuera en su mayoría puede aprovecharse para cargar el sistema de almacenamiento comunitario, o en su defecto, se puede usar para abastecer la demanda de una vivienda vecina que tenga sus habitantes en ella durante las horas de sol, teniendo una demanda mayor. Además de esta ventaja, la inversión unitaria de paneles solares y sistema de almacenamiento disminuye con la agrupación de clientes, tal y como se vio en las figuras 5.2 y 5.3.

5.1.1. Importancia técnica de la comunidad

A continuación se presentan una serie de métricas obtenidas a partir de las simulaciones y la agrupación de clientes para justificar debidamente el por qué agruparse trae estos beneficios económicos para los miembros de la comunidad.

Lo primero es mostrar como se comporta el factor de carga según los grupos de clientes usados en este trabajo. La figura 5.5 muestra el promedio del factor de carga anual y diario para cien perfiles de demanda distintos para cada grupo.

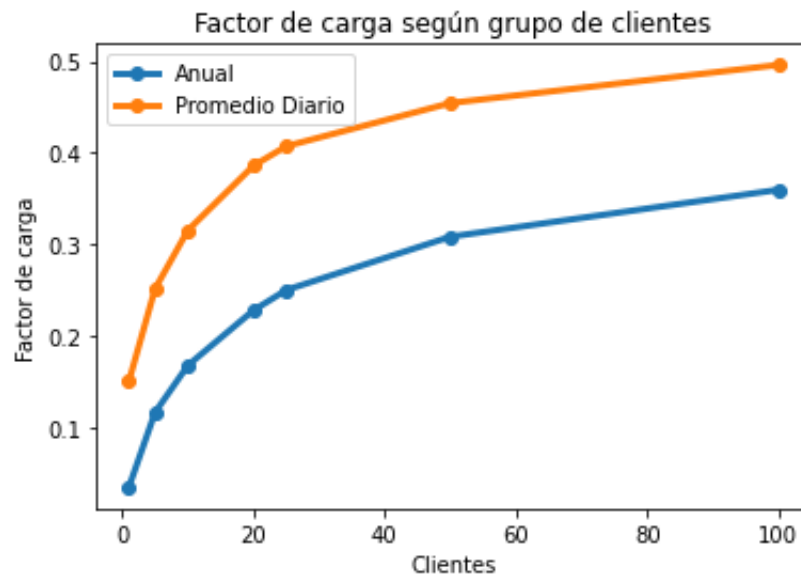


Figura 5.5: Promedio factor de carga según grupos de clientes.

El factor de carga es la razón entre la demanda promedio y demanda máxima. En el caso diario se utiliza el promedio de los 365 días de demanda disponible, usando el promedio diario y el peak diario.

Lo primero es que el factor de carga anual es mucho menor que el factor de carga diario ya que el valor de demanda máxima de un año puede ser muy alto, sobre todo si se compara con el promedio anual. Sin embargo, la tendencia de los resultados es la misma, cambiando solamente la magnitud debido a la razón explicada.

Claramente, al aumentar la agrupación de clientes el factor de carga aumenta. Esto significa que las demandas agregadas son mucho más uniformes, con diferencias menores entre la demanda máxima y demanda media en la medida que se aumenta el conjunto de carga,

esto significa que los perfiles individuales son más diversos que los agregados. De esta forma, al resolver el problema de optimización para estas demandas más uniformes se aprovecha el efecto agregado, logrando una disminución en capacidad instalada por cliente y por tanto en costos unitarios, obteniendo resultados para los cien diseños óptimos mucho más similares entre sí.

Esta métrica puede mostrarse como se ve en la figura 5.6, donde a partir de histogramas se observan como se ubican en intervalos los cien factores de carga obtenidos para cada grupo de cliente en su forma anual y diaria, respectivamente.

Lo que se ve en la figura 5.6 es la distribución del factor de carga para cada agrupación de clientes en intervalos. La principal diferencia es que para el caso anual, se observa de forma más uniforme esta distribución en intervalos a medida que aumenta el número de clientes. Para el caso diario, el histograma muestra intervalos que se sobreponen entre sí, con mayor recurrencia que el caso anual, aún así, se mantiene la tónica de intervalos por grupo de clientes.

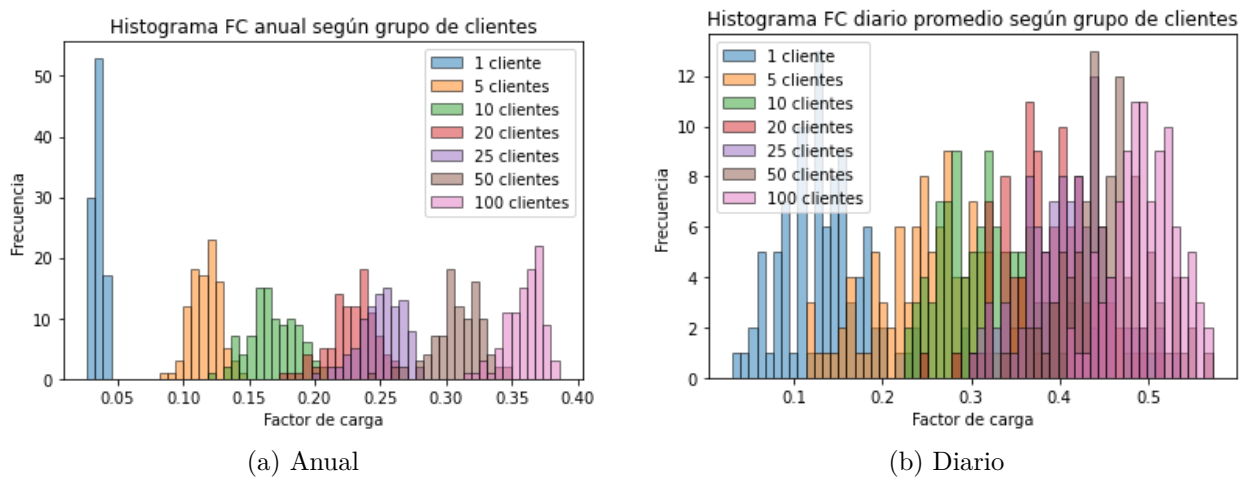


Figura 5.6: Histogramas factor de carga según agrupación de clientes.

Como se dijo anteriormente, ante un factor de carga más alto (mayor número de clientes) se encuentran resultados más similares entre micro-redes porque las micro-redes son más parecidas entre sí debido al efecto de demanda agregada. Esto es justamente lo que se presenta a continuación, la desviación estándar de costos de inversión y función objetivo.

La figura 5.7 muestra la desviación estándar de los costos de inversión unitario y los datos de este gráfico en la tabla 5.3. Se muestra claramente como esta métrica disminuye según aumentan los conjuntos de cliente, logrando resultados más similares entre sí para los cien diseños óptimos.

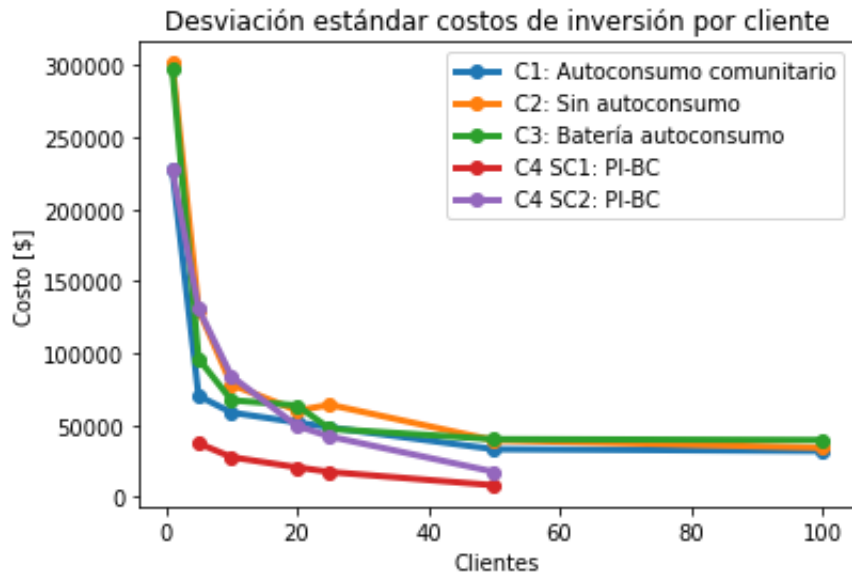


Figura 5.7: Desviación estándar costos de inversión según grupos de clientes.

| Cientes | C1: AC | C2: S-AC | C3: B-AC | C4 SC1: PI-BC | C4 SC2: PI-BC |
|---------|---------|----------|----------|---------------|---------------|
| 1 | 227.601 | 301.802 | 297.192 | | |
| 5 | 70.216 | 130.187 | 96.029 | 37.194 | 130.811 |
| 10 | 58.589 | 78.072 | 67.134 | 27.561 | 83.878 |
| 20 | 51.740 | 59.911 | 63.584 | 20.497 | 49.223 |
| 25 | 48.270 | 64.006 | 47.285 | 17.238 | 41.897 |
| 50 | 33.066 | 39.286 | 40.068 | 8.011 | 17.360 |
| 100 | 31.836 | 34.112 | 39.488 | | |

Tabla 5.3: Datos desviación estándar costos de inversión unitarios.

La figura 5.8 muestra la desviación estándar de la función objetivo unitaria y los datos de este gráfico en la tabla 5.4. Los resultados se mantienen similares a la desviación estándar de los costos de inversión, con una caída pronunciada a medida que aumenta el número de clientes.

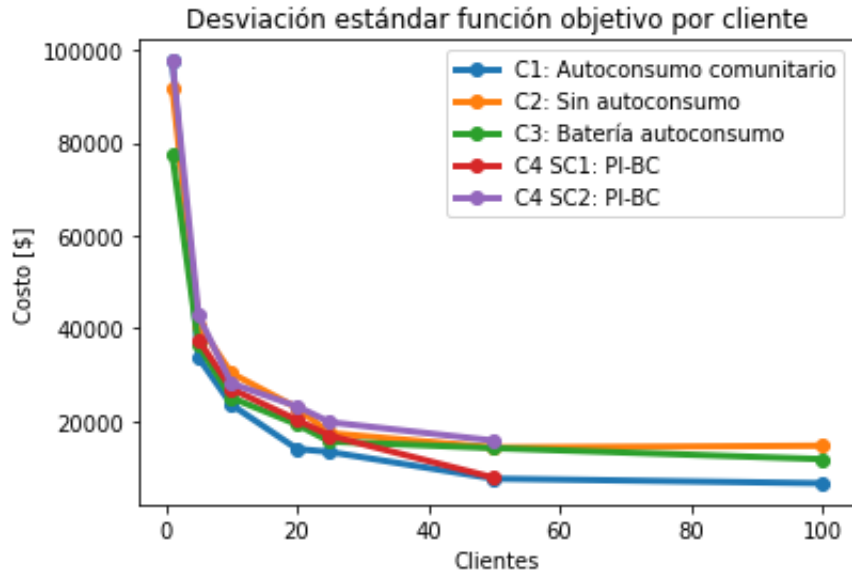


Figura 5.8: Desviación estándar función objetivo según grupos de clientes.

| Cientes | C1: AC | C2: S-AC | C3: B-AC | C4 SC1: PI-BC | C4 SC2: PI-BC |
|---------|--------|----------|----------|---------------|---------------|
| 1 | 97.650 | 91.679 | 77.430 | | |
| 5 | 33.665 | 40.809 | 36.293 | 37.486 | 42.718 |
| 10 | 23.535 | 30.333 | 25.035 | 26.949 | 28.125 |
| 20 | 13.994 | 22.844 | 19.276 | 20.230 | 23.158 |
| 25 | 13.345 | 17.396 | 15.586 | 16.843 | 19.756 |
| 50 | 7.585 | 14.309 | 14.174 | 7.781 | 15.781 |
| 100 | 6.595 | 14.685 | 11.794 | | |

Tabla 5.4: Datos desviación estándar función objetivo unitaria.

El punto importante a destacar es que para el caso de un solo cliente y cinco clientes se presentan las mayores desviaciones, justamente en los casos en que la demanda es más diversa, sin efecto agregado como para un cliente y cuando aún no es del todo notorio como en cinco clientes.

5.2. Costos de falla y totales

Para continuar con los resultados se muestran los costos de falla anual, producto de fallas en la red que conecta a los miembros de la comunidad (micro-red), obtenidos para cada grupo de cliente en su forma unitaria a partir de lo mostrado en la metodología. La figura 5.9 muestra estos considerando el promedio y percentil 90 de la métrica metros de cableado por cliente, mientras que la tabla 5.5 muestra los datos de esta figura.

Lo que se obtiene es que a medida que aumenta la cantidad de clientes mayor es el costo de falla porque la tasa de falla es mayor, lo que es natural ya que si la micro-red tiene más

clientes (más cableado) es más propensa a tener fallas a su interior que micro-redes con menor cantidad de clientes y cableado.

Además, los costos de falla anual para el percentil 90 son mayores porque se considera un valor más alto de cableado por cliente, 13,51 metros comparado al valor promedio de 7,92 metros.

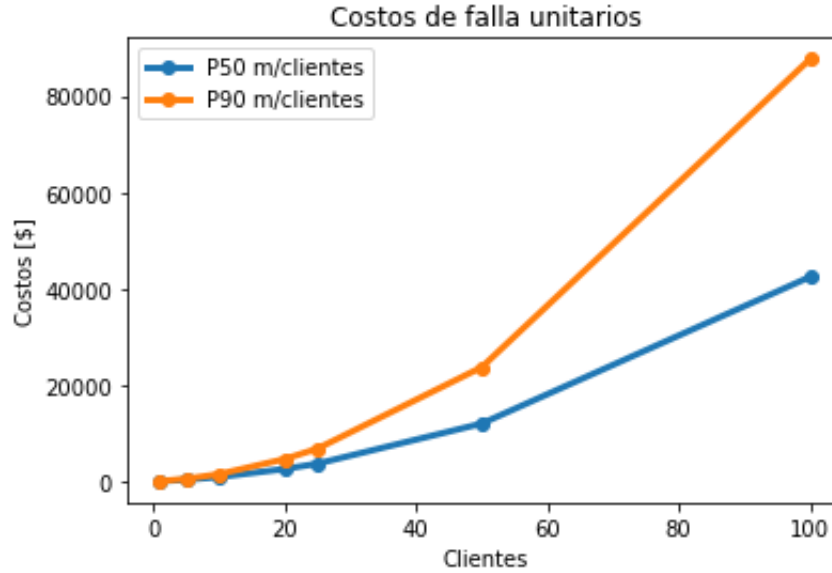


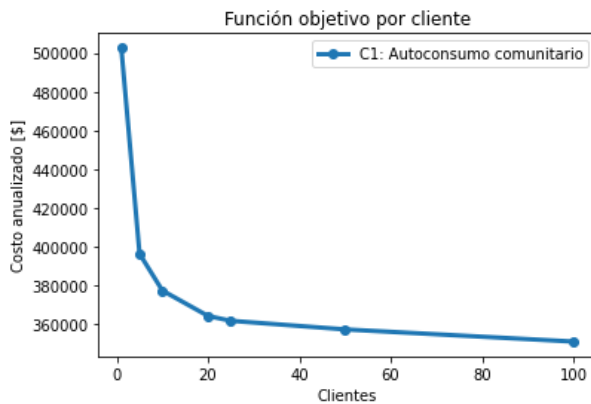
Figura 5.9: Costos de falla anual por cliente para P50 y P90 de métrica metros por clientes.

| N° clientes | Costo falla P50 | Costo falla P90 |
|-------------|-----------------|-----------------|
| 1 | 60,08 | 80,27 |
| 5 | 374,11 | 562,28 |
| 10 | 932,44 | 1526,91 |
| 20 | 2601,78 | 4663,19 |
| 25 | 3712,79 | 6834,84 |
| 50 | 12031,20 | 23728,22 |
| 100 | 42484,86 | 87690,62 |

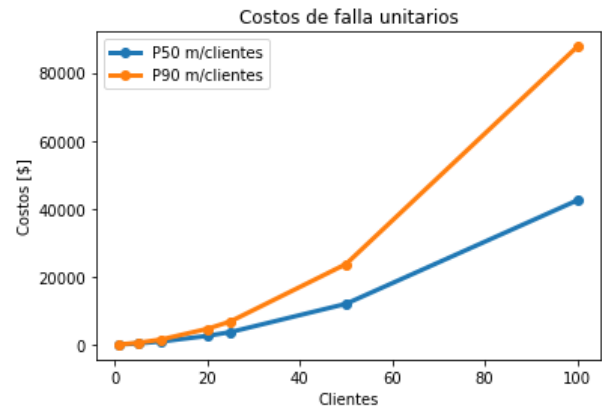
Tabla 5.5: Datos costos de falla unitarios según grupos de clientes.

5.2.1. Caso 1

En primer lugar, es posible observar la figura 5.10 los costos de inversión y operación por cliente para el caso de autoconsumo comunitario, y también los costos de falla anual unitarios para las agrupaciones de clientes consideradas en este trabajo.



(a) Función objetivo por cliente, caso autoconsumo comunitario.



(b) Costos de falla anual por cliente

Figura 5.10: Función objetivo (autoconsumo comunitario) y costos de falla anual por cliente.

Con esto, es posible ver que si se incorporan estos costos de falla a los costos de inversión y operación, los costos totales comenzarán a aumentar a partir de un número de clientes agrupados, de esta forma, es posible determinar el mínimo que representa el número óptimo de clientes agrupados en una micro-red. Es decir, mezclar estos costos permite encontrar aquella agrupación de clientes (dentro de las agrupaciones consideradas) para la cual los costos totales son mínimos.

A continuación se presentan los costos totales en las figuras 5.11 y 5.12, es decir, sumando los costos de falla anual a los costos de inversión y operación vistos en la figura 5.10, para el caso autoconsumo comunitario.

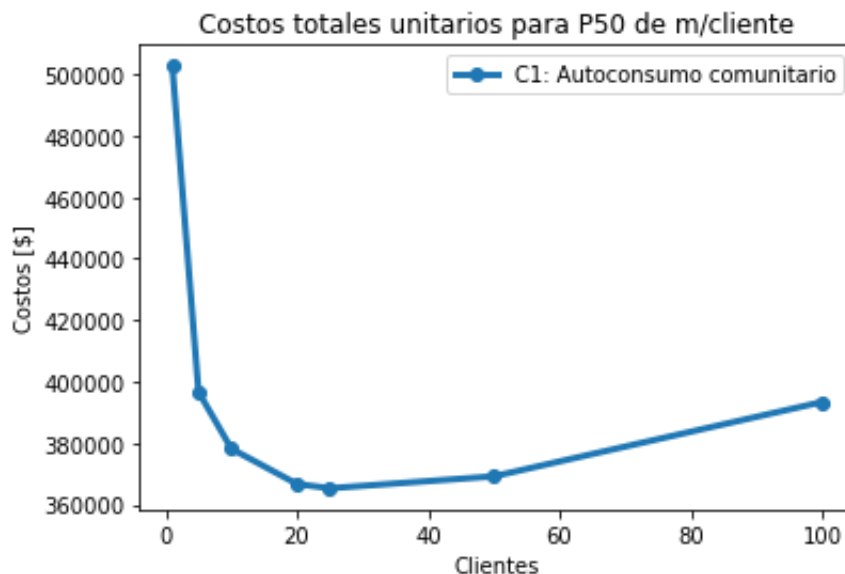


Figura 5.11: Costos totales unitarios caso autoconsumo comunitario, percentil 50 de m/clientes.

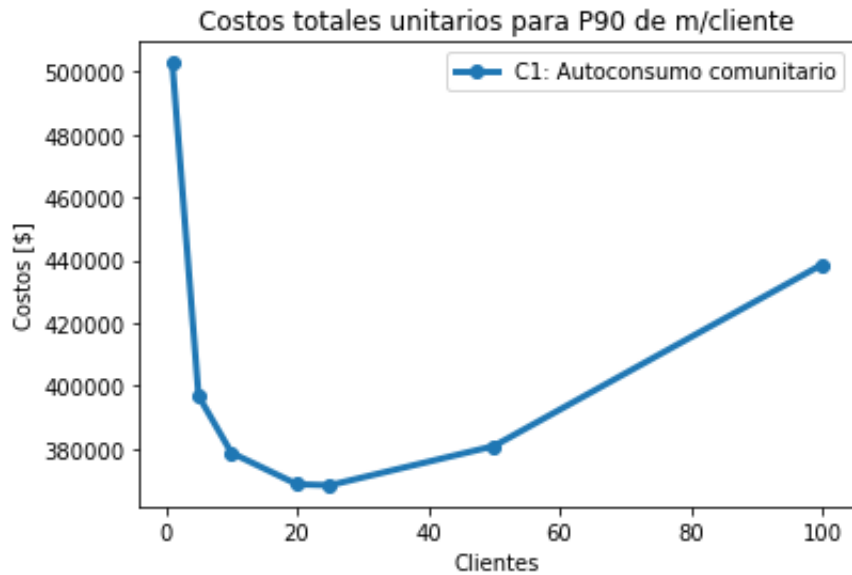


Figura 5.12: Costos totales unitarios caso autoconsumo comunitario, percentil 90 de m/clientes.

5.2.2. Caso 2

Ahora se presentan los costos totales para el caso sin autoconsumo en la figura 5.13, también para el promedio y percentil 90 de metros de cable por cliente. En este caso, al igual que el anterior, la agrupación que presenta los costos mínimos, tanto par el promedio como el percentil 90, es la de 25 clientes.

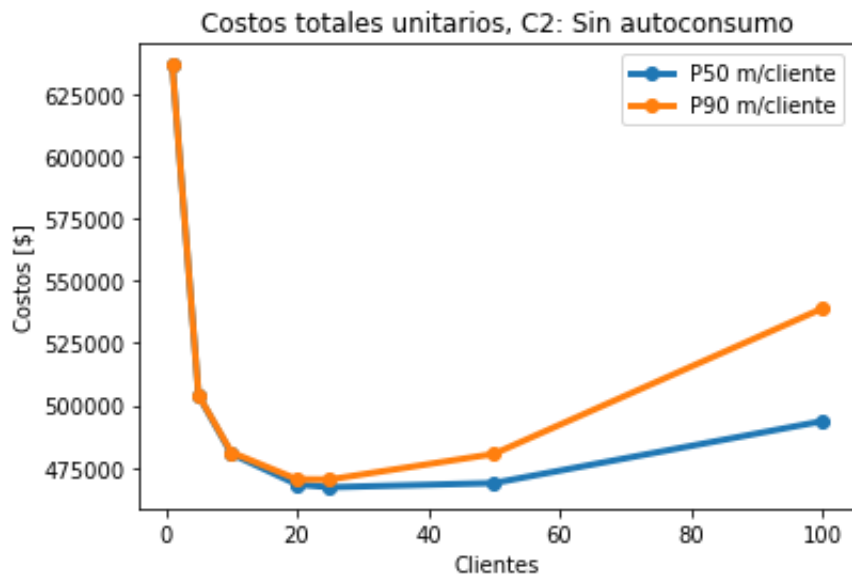


Figura 5.13: Costos totales unitarios caso sin autoconsumo.

5.2.3. Caso 3

A continuación se presentan los costos totales para el caso autoconsumo de baterías, también para el promedio y percentil 90 de metros de cable por cliente en la figura 5.14. En este caso, al considerar el promedio de metros por clientes se obtiene una agrupación óptima de 25 clientes, mientras que para el percentil 90 (mayor costo de falla) la agrupación óptima es de 20 clientes.

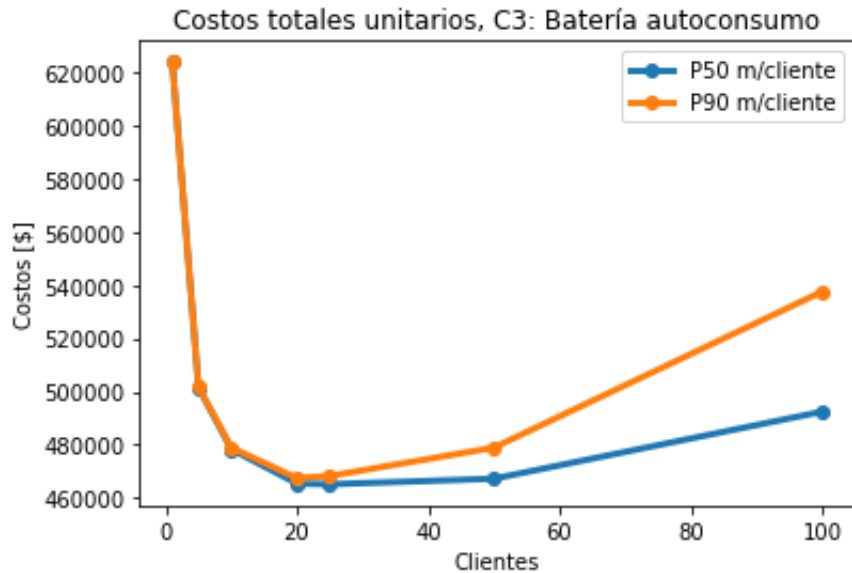


Figura 5.14: Costos totales unitarios caso autoconsumo de baterías.

5.2.4. Caso 4

Finalmente está el caso de paneles individuales y batería comunitaria en sus dos subcasos. Los costos totales para este caso se presentan en las figuras 5.15 y 5.16 para los percentiles 50 y 90, y los subcasos uno y dos, respectivamente.

En este caso existen ciertas diferencias con respecto a los anteriores principalmente en el subcaso dos. Si bien el subcaso uno presenta una agrupación de 25 clientes con costos mínimos, el subcaso dos lo hace para 20 clientes. Esta no es una diferencia considerable ya que es un rango aceptable para clientes en una micro-red, entre 20 y 25 clientes.

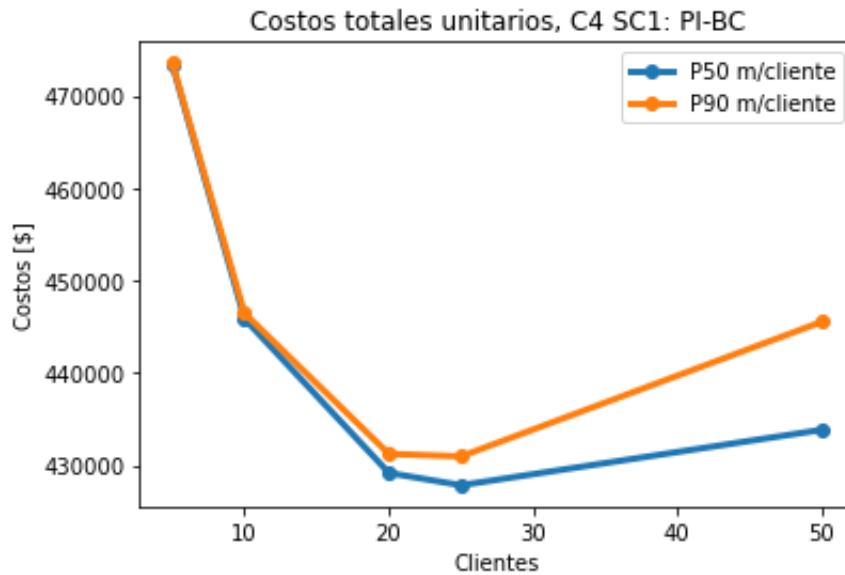


Figura 5.15: Costos totales unitarios caso PI-BC, subcaso 1.

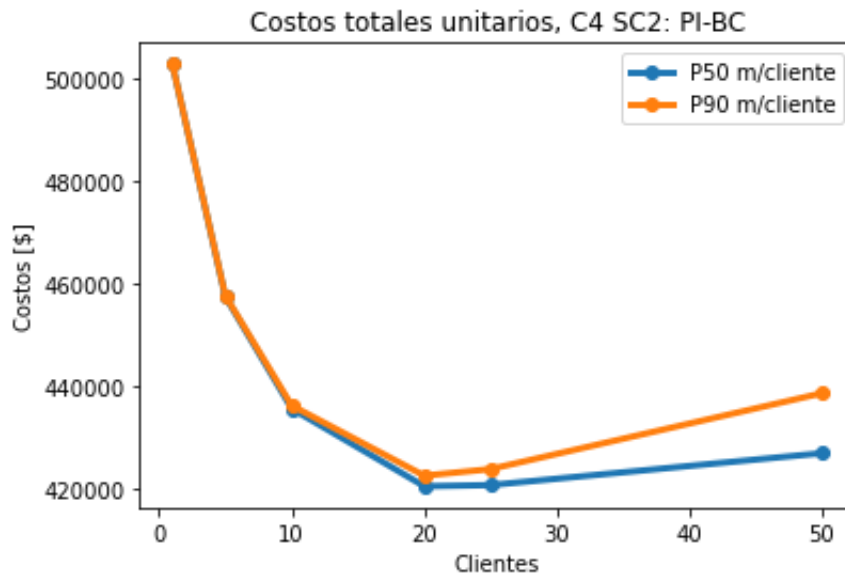


Figura 5.16: Costos totales unitarios caso PI-BC, subcaso 2.

Finalmente, como resultado (para todos los casos de estudio) se obtiene que la agrupación de 25 clientes presenta los costos totales mínimos con respecto a las demás, salvo en el segundo subcaso del caso paneles individuales y batería comunitaria donde una agrupación de 20 clientes tiene los costos totales mínimos, sin embargo la diferencia en costos totales entre 20 y 25 clientes es del 1% en este subcaso.

De esto se desprende que para 25 clientes no se alcanza un costo de falla lo suficientemente grande para contrarrestar los beneficios en inversión y operación que tiene la agrupación en comunidades. Si comunidades se agrupan en cantidades por sobre este número, se estarán beneficiando con costos de inversión y operación menores por cliente, pero se verán perjudicadas por tasas de falla altas crecientes, es decir, estarán más expuestas a problemas con los

elementos que unen la micro-red, y por consecuencia, costos de falla más altos (para P50, los costos de falla aumentan un 224% y 1044% al pasar de 25 a 50 clientes y 100 clientes respectivamente).

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Conclusiones

El presente trabajo muestra una metodología con un problema de optimización para determinar la capacidad instalada de paneles solares y sistema de almacenamiento para micro-redes urbanas comunitarias, estudiando distintos grupos de clientes. Se determinan los escenarios de falla para incorporar estocasticidad en el problema planteado para un año de simulación.

Además, se integra en la metodología el cálculo de costos de falla asociado a fallas internas de las micro-redes y como varían a medida que aumenta el número de clientes agrupados estudiados en este trabajo. Este costo se agregó a los costos de inversión y operación, y así determinar que el agrupamiento de clientes es conveniente pero hasta cierto número.

En este sentido se cumplió el objetivo principal planteado de analizar distintos tipos de comunidades energéticas a partir de los casos de estudio planteados en este trabajo, “autoconsumo comunitario”, “sin autoconsumo”, “autoconsumo de baterías” y “paneles individuales, batería comunitaria”.

A partir de los resultados se evidenció que el caso “autoconsumo comunitario” presentó la función objetivo mínima comparado con los otros casos. Este efecto se adjudica a que este caso aprovecha de mejor forma la energía generada por lo que resulta con mayores beneficios en la diferencia entre compra y venta de energía a la red de distribución.

El caso “autoconsumo comunitario” presenta una reducción en costos de inversión y operación del 22 % con respecto al caso “sin autoconsumo” para todas las agrupaciones de clientes, por lo que es posible concluir que el caso “autoconsumo comunitario” permite un ahorro del 22 % respecto a lo que establece la regulación en Chile, porcentaje que representa 101.702 pesos anualizados para la agrupación particular de 25 clientes (número que demostró tener los costos totales mínimos). Cabe destacar que esta comparación se hace entre los casos con menores y mayores costos de inversión y operación, respectivamente.

Esto último se demuestra efectivamente a partir de los resultados, al comparar este caso con el caso “paneles individuales, batería comunitaria”, el cual tiene una inversión inicial mucho mayor, en su subcaso dos, dado que no se aprovecha el efecto agregado de la demanda, instalando capacidades mayores de paneles solares y además, esta energía se aprovecha en

menor medida con respecto al caso “autoconsumo comunitario” porque no se puede cargar el sistema de almacenamiento a partir de esta generación o bien, entregar energía a viviendas vecinas con demanda mayor durante las horas de sol.

Otro punto importante es que, si bien, el caso “sin autoconsumo” tiene los menores costos de inversión, en conjunto con el caso “autoconsumo de baterías”, al incorporar la compra y venta de energía a la red pasan a ser los casos más caros en comparación a los demás. Claramente si se considera la operación anual de la micro-red urbana, el tener que vender todo lo que se genera no resulta conveniente.

De esta forma, y a pesar que los casos de estudio expuestos en este trabajo contemplan la posibilidad de operar en isla en caso de falla, situación que no está regulada actualmente, es posible evidenciar que los casos “sin autoconsumo”, “autoconsumo de baterías” y “paneles individuales y batería comunitaria”, que son lo que más se ajustan a la ley de generación distribuida durante la operación normal de la micro-red (conectada a la red de distribución), presentan mayores costos totales que el caso base de este trabajo, “autoconsumo comunitario”, el cual se puede materializar en la actualidad como un subsistema de distribución, pese a existir dificultades como los costos de inversión de la red de distribución interna y mantener la operación en los límites establecidos.

En este sentido, y dado que el caso “autoconsumo comunitario” es el más conveniente para implementar micro-redes urbanas comunitarias, al presentar los costos totales mínimos con respecto a aquellos casos que más se ajustan al esquema net-billing de la Ley 20.571, la figura del subsistema de distribución podría convertirse en un facilitador para que la regulación avance en incentivar, regular y normalizar las micro-redes urbanas.

Otro resultado importante es que a medida que la micro-red tiene más clientes, los costos de inversión y función objetivo disminuyen, es decir, el agrupamiento de clientes permite disminuir costos de forma efectiva. El efecto se puede cuantificar en una reducción del 20 %, 24 %, 26 %, 26 %, 27 %, 28 % para las agrupaciones de 5, 10, 20, 25, 50 y 100 clientes con respecto al caso individual, en promedio para los tres primeros casos de estudio (el caso “autoconsumo comunitario” es el que tiene los mayores beneficios porcentuales en comparación a los otros dos).

En particular, para el caso de paneles individuales y batería comunitaria, esta reducción porcentual es menor con respecto a los demás casos de estudio, justamente demostrando que no se aprovecha tan bien la agrupación de clientes en cuanto a costos de inversión y operación, alcanzando reducciones con respecto al caso individual del 9 %, 14 %, 17 %, 17 % y 17 % para agrupaciones de 5, 10, 20, 25 y 50 clientes.

Este resultado se respalda a partir de las métricas mostradas, principalmente el factor de carga. Esta métrica muestra la razón entre la demanda promedio y la demanda máxima, aumentando su valor a medida que aumentan los clientes agrupados. Este fenómeno permite tener demandas agregadas sin la aleatoriedad que presenta un perfil de un solo cliente, y de esta forma no se sobre-instala como se presenta en los resultados para un cliente.

Otra consecuencia de esta métrica es que las micro-redes son más parecidas entre sí a medida que poseen más clientes en ellas, lo que se demuestra a partir de la desviación estándar de costos de inversión y función objetivo para las cien simulaciones de cada grupo de cliente, conservando la misma tónica decreciente para todos los casos de estudio.

Esto, sin dudas, presenta una ventaja al momento de pensar en proyectos de este tipo, donde si una micro-red se agrupa con más número de clientes, cual sea su demanda, los resultados obtenidos de aplicar esta metodología en ese caso se asemejarán mucho más al promedio presentado que si fuese una instalación individual de un cliente o un pequeño grupo de cinco clientes en una micro-red urbana comunitaria.

Finalmente se analiza como se ve afectada la micro-red según su grupo de clientes a fallas internas mediante el cálculo de tasas de falla según ecuación obtenida por toda la estadística disponible en fallas en la red de distribución. Tal y como se esperaba, entre más clientes participan en esta micro-red, más propenso a fallas se está por un tema de que entre más cableado se tiene más probabilidades de falla, y eso es justamente lo que se prueba en los resultados.

Mediante el cálculo de los indicadores de confiabilidad $SAIFI_{MR}$ y $SAIDI_{MR}$ que indican la cantidad de fallas y horas de interrupción en un periodo de un año respectivamente, donde este último muestra ser menor respecto al SAIDI histórico ya que no se considera la falla simulada en el problema de optimización que se enfoca en horas de autonomía, es posible valorizar las horas de interrupción utilizando la demanda máxima coincidente y el costo de falla de corta duración.

Esto permitió encontrar otro costo asociado a fallas internas, creciente con el aumento en clientes agrupado y que mostró que si bien agruparse permite una disminución en la función objetivo (inversión y compra y venta de energía), este agrupamiento resulta conveniente hasta cierto nivel de clientes en una micro-red.

Finalmente se logró determinar que el tamaño que tiene los costos mínimos se encuentra entre los 20 y 25 clientes en la micro-red, donde para un mayor número comienza a pesar demasiado el costo de falla. De esta forma, se recomienda que las micro-redes sean de agrupaciones de 25 clientes (diferencia del 1% con respecto a 20 clientes, cuando esta cantidad resultó ser la óptima) para minimizar los costos totales que incluyen, inversión, operación y falla.

6.2. Trabajo futuro

En primer lugar, se podría incorporar a la resolución del problema un perfil solar más detallado, considerando un perfil que varíe de forma diaria en vez de mensual como fue considerado en este trabajo. También se podría incorporar la existencia del efecto sombra a este. Con esto los resultados podrían cambiar un poco.

Resultaría interesante estudiar la posibilidad de integrar al problema de optimización como variable el número de clientes agrupados en la micro-red, para que así se encuentre de forma óptima la agrupación de clientes con menores costos.

También, abarcar todo lo que tenga que ver con las interacciones de las micro-redes urbanas comunitarias con la red de distribución. Un aspecto interesante sería la coordinación para entregar recursos hacia la red de distribución o a la red eléctrica en forma de servicios complementarios.

Otro aspecto interesante sería estudiar la opción de implementar grupos de micro-redes urbanas comunitarias y determinar el impacto en la red de distribución, al igual que coordinar esta interacción.

Bibliografía

- [1] “Resumen mensual de la industria energética, septiembre 2020.” <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/10/Informe-SEC-Septiembre2020.pdf>. Informe SEC, Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- [2] J. C. Araneda, H. Rudnick, S. Mocarquer, and P. Miquel, “Lessons from the 2010 chilean earthquake and its impact on electricity supply,” in *2010 International Conference on Power System Technology*, pp. 1–7, 2010.
- [3] J. Li, X. Ma, C. Liu, and K. P. Schneider, “Distribution system restoration with microgrids using spanning tree search,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 6, pp. 3021–3029, 2014.
- [4] Y. Xu, C. Liu, K. P. Schneider, F. K. Tuffner, and D. T. Ton, “Microgrids for service restoration to critical load in a resilient distribution system,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 1, pp. 426–437, 2018.
- [5] M. K. Singh, V. Kekatos, and C. Liu, “Optimal distribution system restoration with microgrids and distributed generators,” pp. 1–5, 2019.
- [6] S. Poudel, H. Sun, D. Nikovski, and J. Zhang, “Resilient restoration of power distribution system based on minimum spanning forest,” pp. 1–5, 2019.
- [7] S. Ma, N. Carrington, A. Arif, and Z. Wang, “Resilience assessment of self-healing distribution systems under extreme weather events,” pp. 1–5, 2019.
- [8] G. Liu, T. Ollis, N. Stenvig, Y. Xu, Y. Zhang, and K. Tomsovic, “Robust scheduling of microgrids with resiliency constraints,” pp. 1–5, 2019.
- [9] E. Barbour, D. Parra, Z. Awwad, and M. C. González, “Community energy storage: A smart choice for the smart grid?,” *Applied Energy*, vol. 212, pp. 489 – 497, 2018.
- [10] A. Halu, A. Scala, A. Khiyami, and M. C. Gonzalez, “Data-driven modeling of solar-powered urban microgrids,” *Science Advances*, vol. 2, pp. e1500700–e1500700, 01 2016.
- [11] G. Jiménez-Estévez, A. Navarro-Espinosa, R. Palma-Behnke, L. Lanuzza, and N. Velázquez, “Achieving resilience at distribution level: Learning from isolated community microgrids,” vol. 15, pp. 64–73, 2017.
- [12] M. Faure, M. Salmon, S. E. Fadili, L. Payen, and G. Kerlero, “Urban microgrids, overview, challenges and opportunities,” *ENEA*, Febrero 2017.
- [13] M. A. L. Castro, “Chapter 9 - urban microgrids: benefits, challenges, and business models,” pp. 153 – 172, 2020.
- [14] T. Bauwens, “Explaining the diversity of motivations behind community renewable

- energy,” vol. 93, pp. 278–290, 2016.
- [15] T. Bauwens and P. Devine-Wright, “Positive energies? an empirical study of community energy participation and attitudes to renewable energy,” in *Energy Policy*, vol. 118, pp. 612–625, 2018.
- [16] J. Hicks and N. Ison, “An exploration of the boundaries of ‘community’ in community renewable energy projects: Navigating between motivations and context,” vol. 113, pp. 523–534, 2018.
- [17] S. Moroni, V. Alberti, V. Antonucci, and A. Bisello, “Energy communities in the transition to a low-carbon future: A taxonomical approach and some policy dilemmas,” *Journal of Environmental Management*, vol. 236, pp. 45–53, 02 2019.
- [18] A. Wierling, V. Schwanitz, J. Gregg, J. Zeiss, C. Bout, C. Candelise, and W. Gilcrease, “Statistical evidence on the role of energy cooperatives for the energy transition in european countries,” *Sustainability*, vol. 10, pp. 33–39, 09 2018.
- [19] “Ley de generación distribuida, 20.571,” 2014. Ministerio de Energía.
- [20] “Australia eyes more grid connected home solar and storage.” <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/policy-regulation/australia-eyes-more-grid-connected-home-solar-and-storage/>, 2021. Smart Energy International.
- [21] “Reglamento de generación distribuida para autoconsumo.” https://energia.gob.cl/sites/default/files/publicacion_decreto_57_de_2019_0.pdf, 2020. Diario Oficial. Ministerio de Energía.
- [22] “Norma chilena 4/2003.” https://www.sec.cl/wpfd_file/norma4_completa/, 2003. Instalaciones de Consumo en Baja Tensión. Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).
- [23] “Ley general de servicios eléctricos.” <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>, 2021. Ley 21.144. Gobierno de Chile.
- [24] M. del Interior y Seguridad Pública, “Reglamento de servicios complementarios,” *Diario Oficial de la República de Chile*, 2019.
- [25] A. Majzoobi and A. Khodaei, “Application of microgrids in providing ancillary services to the utility grid,” *Energy*, vol. 123, 01 2017.
- [26] J. L. Martínez-Ramos, A. Marano-Marcolini, F. P. García-López, F. Almagro-Yravedra, A. Onen, Y. Yoldas, M. Khiat, L. Ghomri, and N. Fragale, “Provision of ancillary services by a smart microgrid: An opf approach,” in *2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, pp. 1–6, 2018.
- [27] “Comparing python to other languages.” <https://www.python.org/doc/essays/comparisons>, 1997. Python.
- [28] “Costo de falla de corta y larga duración en el sistema eléctrico nacional y los sistemas medianos. 31 de agosto de 2020.” <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/08/Rex-N%C2%B0333-comunica-CFCD-y-CFLD.pdf>, 2020. CNE. Resolución Exenta 333.
- [29] “Crest demand model.” https://repository.lboro.ac.uk/articles/CREST_Demand_Model_v2_0/2001129, 2020. Loughborough University.

[30] “Explorador solar.” <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/inicio>, 2020. Universidad de Chile.

Capítulo 7

Anexos

7.1. Tablas promedios capacidades unitarias

| Cientes | C1: AC | C2: S-AC | C3: B-AC | C4 SC1: PI-BC | C4 SC2: PI-BC |
|---------|--------|----------|----------|---------------|---------------|
| 1 | 5,79 | 6,63 | 5,95 | | 5,80 |
| 5 | 3,21 | 3,00 | 2,88 | 2,47 | 5,12 |
| 10 | 3,1 | 2,31 | 2,25 | 2,48 | 4,42 |
| 20 | 2,99 | 1,94 | 1,95 | 2,48 | 4,21 |
| 25 | 2,98 | 1,93 | 1,91 | 2,48 | 4,19 |
| 50 | 2,92 | 1,80 | 1,75 | 2,47 | 4,02 |
| 100 | 2,87 | 1,69 | 1,57 | | |

Tabla 7.1: Capacidad unitaria paneles fotovoltaicos

| Cientes | C1: AC | C2: S-AC | C3: B-AC | C4 SC1: PI-BC | C4 SC2: PI-BC |
|---------|--------|----------|----------|---------------|---------------|
| 1 | 13,42 | 12,11 | 11,87 | | 13,42 |
| 5 | 7,26 | 7,42 | 7,59 | 8,72 | 7,06 |
| 10 | 6,49 | 6,50 | 6,51 | 7,45 | 6,41 |
| 20 | 5,55 | 5,92 | 5,82 | 6,35 | 5,51 |
| 25 | 5,52 | 5,84 | 5,77 | 6,29 | 5,49 |
| 50 | 5,31 | 5,58 | 5,60 | 6,29 | 5,35 |
| 100 | 5,23 | 5,35 | 5,40 | | |

Tabla 7.2: Capacidad unitaria sistema de almacenamiento

7.2. Tablas indicadores $SAIFI_{MR}$ y $SAIDI_{MR}$

| N° clientes | $SAIFI_{MR}$ promedio m/cliente | $SAIFI_{MR}$ percentil 90 m/cliente |
|-------------|---------------------------------|-------------------------------------|
| 1 | 0,001 | 0,002 |
| 5 | 0,008 | 0,011 |
| 10 | 0,019 | 0,031 |
| 20 | 0,052 | 0,094 |
| 25 | 0,075 | 0,138 |
| 50 | 0,242 | 0,478 |
| 100 | 0,855 | 1,766 |

Tabla 7.3: $SAIFI_{MR}$ ante fallas internas de micro-redes urbanas.

| N° clientes | $SAIDI_{MR}$ promedio m/cliente | $SAIDI_{MR}$ percentil 90 m/cliente |
|-------------|---------------------------------|-------------------------------------|
| 1 | 0,006 | 0,008 |
| 5 | 0,039 | 0,058 |
| 10 | 0,097 | 0,158 |
| 20 | 0,269 | 0,483 |
| 25 | 0,384 | 0,707 |
| 50 | 1,245 | 2,456 |
| 100 | 4,397 | 9,075 |

Tabla 7.4: $SAIDI_{MR}$ ante fallas internas de micro-redes urbanas.

7.3. Tablas costos totales

| Cientes | Promedio m/cliente | Percentil 90 m/cliente |
|---------|--------------------|------------------------|
| 1 | 502.668 | 502.689 |
| 5 | 396.632 | 396.820 |
| 10 | 378.209 | 378.803 |
| 20 | 366.736 | 368.798 |
| 25 | 365.362 | 368.484 |
| 50 | 368.574 | 380.271 |
| 100 | 394.921 | 440.127 |

Tabla 7.5: Costos totales por cliente, caso autoconsumo comunitario.

| Clientes | Promedio m/cliente | Percentil 90 m/cliente |
|----------|--------------------|------------------------|
| 1 | 636.554 | 636.574 |
| 5 | 503.797 | 503.985 |
| 10 | 480.485 | 481.079 |
| 20 | 468.196 | 470.257 |
| 25 | 467.064 | 470.186 |
| 50 | 468.749 | 480.446 |
| 100 | 493.556 | 538.762 |

Tabla 7.6: Costos totales por cliente, caso sin autoconsumo.

| Clientes | Promedio m/cliente | Percentil 90 m/cliente |
|----------|--------------------|------------------------|
| 1 | 624.145 | 624.145 |
| 5 | 501.445 | 501.633 |
| 10 | 478.258 | 478.853 |
| 20 | 465.302 | 467.363 |
| 25 | 465.065 | 468.187 |
| 50 | 467.157 | 478.854 |
| 100 | 492.395 | 537.601 |

Tabla 7.7: Costos totales por cliente, caso autoconsumo de baterías.

| Clientes | Promedio m/cliente | Percentil 90 m/cliente |
|----------|--------------------|------------------------|
| 5 | 473.364 | 473.552 |
| 10 | 445.857 | 446.452 |
| 20 | 429.163 | 431.224 |
| 25 | 427.830 | 430.952 |
| 50 | 433.835 | 445.532 |

Tabla 7.8: Costos totales por cliente, fase uno caso paneles individuales, batería comunitaria.

| Clientes | Promedio m/clientes | Percentil 90 m/clientes |
|----------|---------------------|-------------------------|
| 1 | 502.668 | 502.689 |
| 5 | 457.304 | 457.492 |
| 10 | 435.482 | 436.076 |
| 20 | 420.345 | 422.406 |
| 25 | 420.572 | 423.694 |
| 50 | 426.793 | 438.490 |

Tabla 7.9: Costos totales por cliente, fase dos caso paneles individuales, batería comunitaria.