



**UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA**



Sistema de gestión de energía domiciliario y su impacto en una red de distribución

POR

Tomás Alonso Roa Núñez

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción para
optar al título profesional de Ingeniero Civil Eléctrico

Profesor Guía
Dr. Luis García Santander

Septiembre 2023
Concepción, Chile

Resumen

Uno de los objetivos en los que la gran mayoría de los países en vías de desarrollo coinciden es la reducción de la huella de carbono, desde el área de la ingeniería eléctrica una de las maneras de aportar a esto es buscar la incorporación a la matriz energética de fuentes de generación limpias y renovables mediante la presencia de generación distribuida, lo cual representa un cambio de paradigma en el funcionamiento de las redes de distribución, ya que disminuye la dependencia a los sistemas centralizados de generación que en su mayoría corresponden a fuentes de energía convencionales, además en las últimas décadas el almacenamiento de energía ha tomado un rol importante al ayudar a aprovechar al máximo la energía generada mediante paneles fotovoltaicos. En este trabajo mediante la combinación de generación fotovoltaica, sistemas de baterías, tarifas presentes en mercado libre y sistemas de gestión de energía domiciliarios, se simula el funcionamiento de un alimentador real correspondiente al alimentador Antumalal en la comuna de Pucón, Chile, mediante la definición de cuatro escenarios que pretenden simular una realidad cercana a un futuro próximo teniendo en cuenta el marco normativo chileno. En esta red un 67,7% de la potencia conectada correspondiente a cargas se asumen como cargas residenciales, respetando un nivel de demanda a nivel nacional, en las cuales el porcentaje penetración de generación distribuida junto con almacenamiento de energía varía según escenario, los sistemas de gestión de energía domiciliarios son los que permiten la programación de carga y descarga del almacenamiento de acuerdo a las tarifas presentadas, de esta forma mediante DigSilent se simulan estos escenarios con el fin de visualizar impactos técnicos, logrando comprobar que bajo las distintas condiciones definidas en cada escenario, este alimentador es capaz de afrontar estos cambios, mejorando su desempeño al recortar pérdidas, acotar niveles de voltaje con máximos que no sobrepasan el 1,03 p.u manteniéndose bajo normas de calidad de servicio, disminuir entre un 3% y un 6% la exigencia a las líneas de distribución y recortar demanda al alimentador en horarios peak de consumo, resultados los cuales han sido mucho más explícitos para el mes de enero.

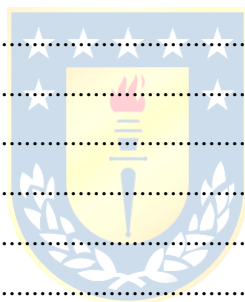
Abstract

One of the objectives in which the vast majority of developing countries agree is the reduction of the carbon footprint, from the area of electrical engineering one of the ways to contribute to this is to seek the incorporation into the energy matrix of clean and renewable generation sources through the presence of distributed generation, This represents a paradigm shift in the operation of distribution networks, as it reduces dependence on centralized generation systems that mostly correspond to conventional energy sources, also in recent decades energy storage has taken an important role in helping to maximize the energy generated by photovoltaic panels. In this work, through the combination of photovoltaic generation, battery systems, free market tariffs and home energy management systems, the operation of a real feeder corresponding to the Antumalal feeder in the commune of Pucón, Chile, is simulated by defining four scenarios that aim to simulate a reality close to the near future, taking into account the Chilean regulatory framework. In this network, 67.7% of the connected power corresponding to loads are assumed as residential loads, respecting a level of demand at national level, in which the percentage penetration of distributed generation together with energy storage varies according to the scenario, the home energy management systems are the ones that allow the programming of charging and discharging of the storage according to the tariffs presented, In this way, DigSilent simulates these scenarios in order to visualize technical impacts, proving that under the different conditions defined in each scenario, this feeder is able to cope with these changes, improving its performance by cutting losses, limiting voltage levels with maximums that do not exceed 1.03 p. u while maintaining service quality standards, reducing the demand on the distribution lines by between 3% and 6% and reducing demand on the feeder at peak consumption times, results which have been much more explicit for the month of January.

Tabla de contenido

Lista de figuras	VI
Lista de ecuaciones	VII
Lista de tablas	VIII
Abreviaciones	VIII
1. Introducción	9
1.1. Introducción general	9
1.2. Planteamiento del problema	12
1.3. Revisión bibliográfica y estudios previos	13
1.4. Discusión de artículos revisados	24
1.5. Hipótesis de trabajo	25
1.5.1. Justificación de hipótesis	26
1.6. Objetivos	26
1.6.1. Objetivo principal	26
1.6.2. Objetivos secundarios	27
1.7. Alcances y limitaciones	27
2. Marco conceptual y teórico	28
2.1. Sistema de gestión de energía domiciliario	28
2.2. Energía solar fotovoltaica	29
2.3. Almacenamiento de energía	30
2.4. Sistemas de distribución eléctrica	32
2.5. Generación distribuida	33
2.5.1. Ventajas GD	34
2.5.2. Rol de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía en sistemas de GD	36
2.6. Factor de potencia	38
2.7. Perfil de demanda	39
2.8. Normativas de interés	40
2.8.1. Caso chileno	40
<i>a) Sistemas de distribución</i>	40
<i>b) Generación distribuida</i>	42
<i>c) Almacenamiento de energía</i>	44
2.8.2. Caso español	45
<i>a) Potencial energía fotovoltaica</i>	45
<i>b) Autoconsumo</i>	46
<i>c) Sector de comercialización</i>	48

d) Costos de energía.....	49
2.8.3. Comentarios del contraste chileno-español	49
3. Metodología de trabajo	52
3.1. Descripción del capítulo.....	52
3.2. Software DigSilent PowerFactory 2023.....	52
3.3. Descripción de red de estudio	53
3.4. Modificaciones a red original	54
3.4.1. Tipos de cargas	54
3.4.2. Perfil de demanda en cargas	56
3.4.3. Paneles solares por carga.....	59
3.4.4. Almacenamiento de energía por carga mediante baterías Ion-Litio.....	61
3.5. Definición de modos de operación	63
3.5.1. Escenario 1	64
3.5.2. Escenario 2	65
3.5.3. Escenario 3	67
3.5.4. Escenario 4	69
4. Presentación y análisis de resultados	72
4.1. Escenario base	72
4.2. Escenarios definidos	78
4.2.1. Escenario 1	78
4.2.2. Escenario 2	85
4.2.3. Escenario 3	92
4.2.4. Escenario 4	100
5. Conclusiones y comentarios	107
5.1. Sumario.....	107
5.2. Conclusiones	107
5.3. Trabajos futuros.....	109
Referencias	110
Anexo A:.....	115
Anexo B:.....	120



Lista de figuras

Figura 1.1: Cambio en temperatura global desde 1850 a 2022.	9
Figura 1.2: Objetivo de plan de eficiencia energética nacional, diferenciación de sectores.....	10
Figura 1.3: Desacople entre crecimiento económico y consumo de energía OECD, comparado con desempeño chileno.....	10
Figura 1.4: Esquema representativo de sistema de gestión de energía domiciliario.....	11
Figura 1.5: Comparación entre curvas de demanda por sector.....	13
Figura 2.1: Esquema explicativo del funcionamiento de Sistema Huawei FusionSolar.....	28
Figura 2.2: Estados de operación de batería en distintos momentos del día según horario programado.....	29
Figura 2.3: Representación del efecto fotoeléctrico.....	29
Figura 2.4: Diferenciación entre energías primarias y secundarias.....	31
Figura 2.5: Comparación entre densidades gravimétricas y volumétricas de distintos tipos de baterías.....	31
Figura 2.6: Crecimiento mundialmente esperado de la capacidad de almacenamiento de energía mediante baterías de Ion-Litio.....	32
Figura 2.7: Esquema representativo de suministro de energía clásico.....	33
Figura 2.8: Conceptos a pagar por suministro de electricidad y diferencias de precio en zonas del país.....	34
Figura 2.9: Tipos de generación de energía eléctrica y su nivel de participación en la matriz mundial, 2022...	35
Figura 2.10: Evolución anual de precios de paneles solares según su potencia.....	36
Figura 2.11: Ciclo diario de radiación promedio en el año 2022 para Pucón, Chile.....	37
Figura 2.12: Esquema de funcionamiento de un sistema de generación fotovoltaico combinado con almacenamiento de energía.....	37
Figura 2.13: Representación del efecto del factor de potencia en ondas de corriente y voltaje.....	38
Figura 2.14: Demanda real del SEN para el día 1 de junio del 2023, Fuente: coordinador.cl.....	39
Figura 2.15: Evolución de la GD en el sistema chileno.....	42
Figura 2.16: Capacidad y cantidad total de instalaciones Net Billing, Junio 2023. Fuente: acera.cl.....	43
Figura 2.17: Esquema representativo de estrategia nacional de electromovilidad hacia el año 2050.....	44
Figura 2.18: Potencial de generación eléctrica fotovoltaica alrededor del mundo.....	45
Figura 2.19: Top 10 mercados solares europeos.....	45
Figura 2.20: Evolución anual de potencia instala por GD en España.....	47
Figura 2.21: Potencia presente por año para autoconsumo solar y proyección hacia 2025.....	48
Figura 2.22: Nivel de presencia en el mercado de distintas empresas comercializadoras en España, por segmento.....	50
Figura 3.1: Características de flujos de potencia a calcular.....	53
Figura 3.2: Representación geográfica real del alimentador Antumalal.....	54
Figura 3.3: Perfil de demanda H0 (día de semana) para el mes de Enero.....	57
Figura 3.4: Perfil de demanda H0 (día de semana) para el mes de Julio.....	57
Figura 3.5: Perfil de demanda G0 (día de semana) para el mes de Enero.....	58
Figura 3.6: Perfil de demanda G0 (día de semana) para el mes de Julio.....	58
Figura 3.7: Características mecánicas y eléctricas del panel solar a utilizar como modelo.....	59
Figura 3.8: Características eléctricas de batería ejemplo.....	62
Figura 3.9: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 3PH PH-E, Escenario 1.....	65
Figura 3.10: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 2PH PH-E, Escenario 2.....	66
Figura 3.11: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 3PH PH-E, Escenario 2.....	66
Figura 3.12: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 1PH PH-E, Escenario 3.....	67
Figura 3.13: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 2PH PH-E, Escenario 3.....	68

Figura 3.14: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 3PH PH-E, Escenario 3.....	69
Figura 3.15: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 1PH PH-E, Escenario 4.....	70
Figura 3.16: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 2PH PH-E, Escenario 4.....	70
Figura 3.17: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 3PH PH-E, Escenario 4.....	71
Figura 4.1: Potencias activas/reactivas infeed y cargas totales, escenario base.....	73
Figura 4.2: Pérdidas de potencia activa por horario, escenario base.....	74
Figura 4.3: Cargabilidad del Sistema y factor de potencia fijo, escenario base.....	76
Figura 4.4: Valores p.u de voltajes en cargas, escenario base.....	77
Figura 4.5: Potencia activas/reactivas infeed y cargas totales, escenario 1.....	79
Figura 4.6: Pérdidas de potencia activa por horario, escenario 1.....	80
Figura 4.7: Cargabilidad del sistema completo, escenario 1.....	82
Figura 4.8: Línea de distribución con mayor porcentaje de carga, escenario 1.....	82
Figura 4.9: Valores p.u de voltajes máximos en la red, escenario 1.....	83
Figura 4.10: Valores p.u de voltajes en cargas, 15 de enero 2023, escenario 1.....	84
Figura 4.11: Perfil de voltaje en nodos del alimentador, 15 de enero 2023 12:30, escenario 1.....	84
Figura 4.12: Potencias activas/reactivas infeed y cargas totales, escenario 2.....	86
Figura 4.13: Pérdidas de potencia activa por horario, escenario 2.....	88
Figura 4.14: Cargabilidad del sistema completo, escenario 2.....	89
Figura 4.15: Línea de distribución con mayor porcentaje de carga, escenario 2.....	89
Figura 4.16: Valores p.u de voltajes máximos en la red, escenario 2.....	91
Figura 4.17: Valores p.u de voltajes en cargas, 15 de enero 2023, escenario 2.....	91
Figura 4.18: Perfil de voltaje en nodos del alimentador, 15 de enero 2023 12:30, escenario 2.....	92
Figura 4.19: Potencias activas/reactivas infeed y cargas totales, escenario 3.....	93
Figura 4.20: Pérdidas de potencia activa por horario, escenario 3.....	95
Figura 4.21: Cargabilidad del sistema completo, escenario 3.....	96
Figura 4.22: Línea de distribución con mayor porcentaje de carga, escenario 3.....	97
Figura 4.23: Valores p.u de voltajes máximos en la red, escenario 3.....	98
Figura 4.24: Valores p.u de voltajes en cargas, 15 de enero 2023, escenario 3.....	99
Figura 4.25: Perfil de voltaje en nodos del alimentador, 15 de enero 2023 12:30, escenario 3.....	99
Figura 4.26: Potencias activas/reactivas infeed y cargas totales, escenario 4.....	101
Figura 4.27: Pérdidas de potencia activa por horario, escenario 4.....	102
Figura 4.28: Cargabilidad del sistema completo, escenario 4.....	103
Figura 4.29: Línea de distribución con mayor porcentaje de carga, escenario 4.....	104
Figura 4.30: Valores p.u de voltajes máximos en la red, escenario 4.....	105
Figura 4.31: Valores p.u de voltajes en cargas, 15 de enero 2023, escenario 4.....	106
Figura 4.32: Perfil de voltaje en nodos del alimentador, 15 de enero 2023 12:30, escenario 4.....	106
Figura B.1: Figura representativa de conexión de GD y almacenamiento a cada nodo de carga.....	120
Figura B.2: Características técnicas de paneles fotovoltaicos instalados en cargas.....	121

Lista de ecuaciones

Ecuación 3.1: Dimensionamiento de sistema fotovoltaico conectado por nodo de carga.....	60
Ecuación 3.2: Consumo por nodo de carga.....	60
Ecuación 3.3: Dimensionamiento del almacenamiento por nodo de carga.....	63

Lista de tablas

Tabla A.1: Potencias conectadas por carga originales y nueva definición de tipo de carga.....	115
Tabla A.2: Características técnicas de líneas originales.....	119
Tabla B.1: Energía consumida diariamente, dimensionamiento de GD y almacenamiento por nodos.....	121

Abreviaciones

SGE: Sistema de Gestión de Energía

VE: Vehículos Eléctricos

ERNC: Energías Renovables No Convencionales

OECD: Organization for Economic Co-operation and Development

EE: Eficiencia Energética

SDE: Sistemas de Distribución Eléctrica

MT: Media Tensión

BT: Baja Tensión

CNE: Comisión Nacional de Energía

GD: Generación Distribuida

f.p: Factor de Potencia

SGED: Sistema de Gestión de Energía Domiciliario

PV: Paneles Fotovoltaicos

PMGD: Pequeños Medios de Generación Distribuida

ToU: Time of Use

CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

1PH PH-E: Conexión Monofásica Aterrizada

2PH PH-E: Conexión Bifásica Aterrizada

3PH PH-E: Conexión Trifásica Aterrizada

DoD: Profundidad de descarga

BDEW: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

HSP: Hora Solar Pico



1. Introducción

1.1. Introducción general

El desarrollo económico y demográfico propio de cada país trae consigo exigencias cada vez mayores a los sectores productivos, industriales, comerciales y residenciales, por lo que para mantener la calidad de vida a la que se acostumbra, es que los recursos existentes han sido utilizados de tal forma que sean capaces de proveer distintos servicios a la comunidad, como alimentación, transporte, entretenimiento, vestimenta, servicios de comunicación, etc. El uso de combustibles fósiles como principal fuente de energía [1] en procesos que logran desarrollar dichos servicios, nos ha llevado a una gran problemática como especie: la emisión de gases efecto invernadero, principalmente CO₂ [2] teniendo como principal consecuencia el aumento de la temperatura global, expuesto en la figura 1.1.

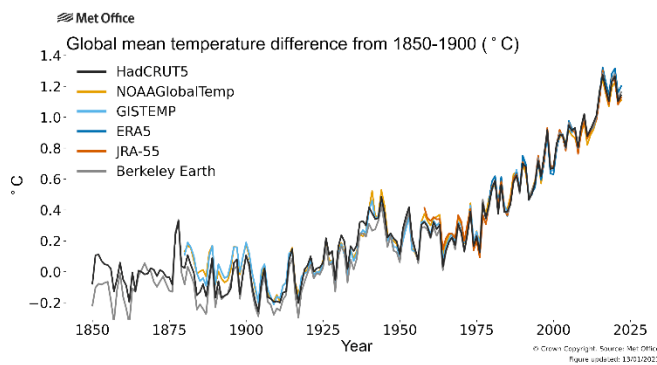


Figura 1.1: Cambio en temperatura global desde 1850 a 2022. Fuente: Met Office [3]

Dentro de este contexto mundial es que distintas instituciones gubernamentales propias de cada país y organizaciones plurinacionales han propuesto distintos cambios en la forma de lograr avances económicos y sociales, por esto es que en las últimas décadas ha tomado importancia el concepto de eficiencia energética. Particularmente en Chile, existe la ley 21305 [4] la cual tiene como principal objetivo la elaboración de un plan de EE cada 5 años, el cual considera actualización de objetivos acordes a las necesidades del país, en este plan se define eficiencia energética como: *lograr un mismo resultado consumiendo menos energía, sin disminuir la calidad de vida y de los productos o servicios entregados* [5]. Uno de los puntos importantes del plan, es que este se ha dividido en 4 sectores con medidas y metas específicas a cada uno: sector productivo, sector transporte, sector

edificaciones y sector ciudadanía, las cuales apuntan a un objetivo principal que es alcanzar la carbono neutralidad para el año 2050, como se muestra en la figura 1.2.

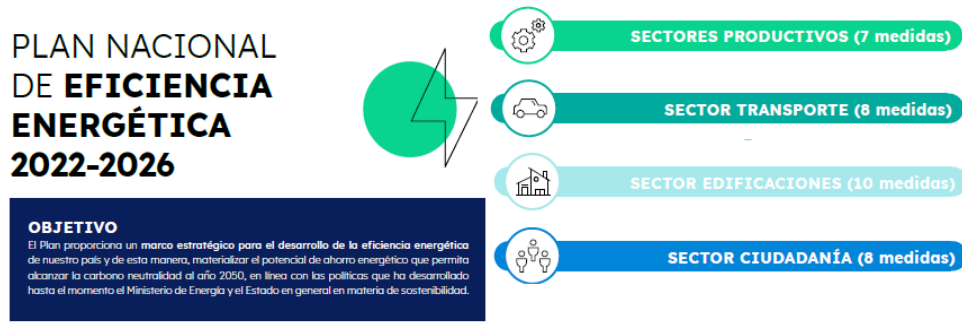


Figura 1.2: Objetivo de plan de eficiencia energética nacional, diferenciación de sectores. Fuente: Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022- 2026 [5]

El principal índice a utilizar para la medición de EE es el de intensidad energética, que corresponde a la relación entre el consumo de energía y un indicador económico (PIB). Como país se ha logrado un crecimiento económico y poblacional en las últimas décadas, pero lamentablemente esto ha ido de la mano con un aumento en el consumo de energía, lo cual no se ha dado en los demás países pertenecientes a la OECD, esto se ve gráficamente en la figura 1.3:

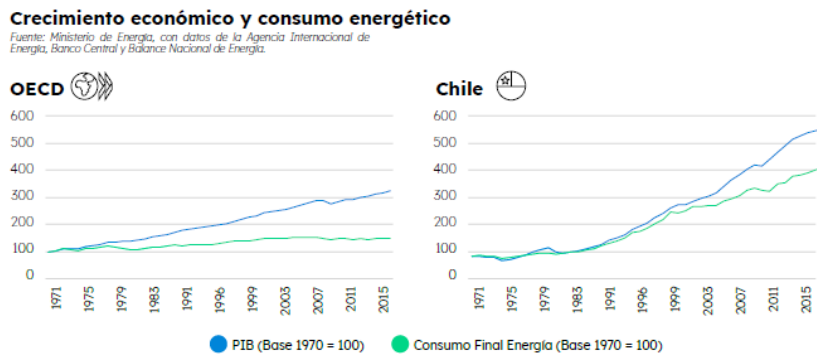


Figura 1.3: Desacople entre crecimiento económico y consumo de energía OECD, comparado con desempeño chileno. Fuente: Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022- 2026 [5]

Existen distintas medidas acordadas en el plan de EE que afectan al sector eléctrico del país, como, por ejemplo, implementación de SGE en grandes consumidores, actualización del estándar mínimo de EE para motores eléctricos, incentivos financieros para electromovilidad, desarrollo de

condiciones habilitantes para la infraestructura de carga de VE, sistemas residenciales de climatización eficientes y sostenibles, fomentar el recambio de artefactos eficientes y analizar el impacto de ciudades inteligentes en la EE.

En este último punto es donde se ve la importancia que tiene la modernización de los SDE, ya que la creación de ciudades inteligentes conlleva una mayor penetración de ERNC [6], minimizando la huella de carbono, y fomentando la presencia de flujos de información y energía bidireccional que hasta la actualidad no está muy presente en nuestro sistema. Se logra que los consumidores finales tengan un mayor nivel de información y por lo tanto control sobre cómo es que utilizan la energía por la cual están pagando. Teniendo en cuenta las distintas leyes ya promulgadas para el sector de distribución, como la ley corta de distribución [7] la cual implica una rebaja en la rentabilidad de las empresas distribuidoras, significando una rebaja de los precios al usuario final, y leyes que se encuentran en estudio como la ley de portabilidad eléctrica [8] la cual le dará a los consumidores regulados la facultad de elegir su proveedor de energía, se puede ver que estas acciones le dan cada vez más importancia a las preferencias del consumidor, y tomando en cuenta experiencias de países más desarrollados, se aprecia que cada vez es más común el estudio e implementación de sistemas de gestión de energía ya sea para consumidores industriales o residenciales. Algunas de las funciones presentes en un entorno de hogar inteligente se presentan en la figura 1.4, entre la cuales se encuentran los energy management systems o sistemas de gestión de energía.



Figura 1.4: Esquema representativo de sistema de gestión de energía domiciliario. Fuente: Hybridized Intelligent Home Renewable Energy Management System for Smart Grids [9]

1.2. Planteamiento del problema

La modernización de las redes de distribución eléctrica en nuestro país es un punto muy importante al momento de evaluar el desempeño de todo nuestro sistema eléctrico, junto con los índices de EE nombrados anteriormente, ya que, si bien el país ha crecido económicamente, se ve que esto conlleva un aumento en la energía consumida [10] lo cual exige cada vez más a estas redes, por lo tanto es imperante que a medida que exista más consumo energético seamos cada vez más inteligentes al momento de gestionarlo mediante la creación de redes robustas y seguras que permitan al usuario visualizar el comportamiento real del sistema y tomar medidas acorde a ello. Si se toma en cuenta que a lo largo del país están cada vez más presentes tecnologías como almacenamiento de energía, VE o GD, para poder aprovechar de manera óptima estas tecnologías los usuarios necesitan tener herramientas que les permitan gestionar la energía utilizada, buscando mejores precios y acomodándose a sus preferencias, estas son algunas motivaciones que han dado como fruto la promulgación de distintas leyes, normas y reglamentos, destacando la Ley de portabilidad eléctrica (aún no promulgada).

De las experiencias internacionales en países más adelantados en esta área, se puede asumir que los consumidores residenciales adecuarán su comportamiento respecto a las tarifas ofrecidas en el mercado acorde a sus recursos económicos y preferencias personales [11], buscando principalmente beneficios económicos, por lo que será importante que existan sistemas de gestión de energía domiciliaria que vayan de la mano con los avances legislativos para poder impactar de manera positiva el desempeño de las eventuales redes de distribución eléctrica inteligentes. Comparando las curvas de demanda más comunes y representativas a través del tiempo entre sectores industriales, comerciales y residenciales, como se ve en la figura 1.5:

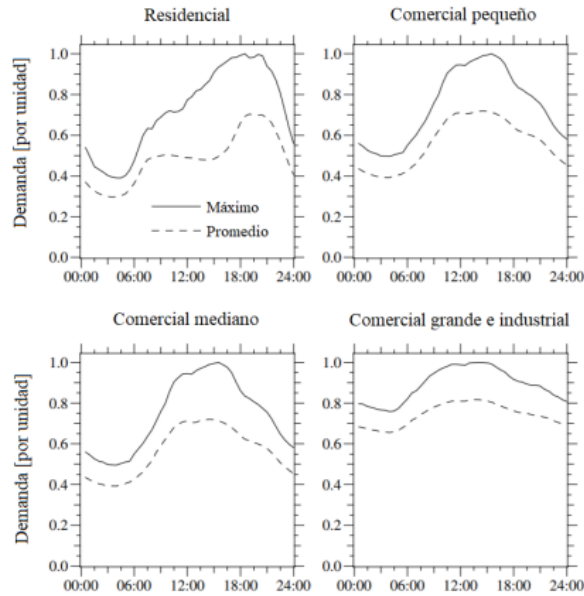


Figura 1.5: Comparación entre curvas de demanda por sector. Fuente: Elaboración de perfiles de demanda a nivel distribución para efectos de consideración en planificación energética de largo plazo [12]

Se ve que el sector residencial es el que mayor diferencia tiene entre sus valores valles y peak, por lo que resulta interesante estudiar como una gestión de demanda por parte de este tipo de usuario impactaría en un sistema de distribución eléctrica, teniendo en cuenta que la alta presencia de estos peaks puede repercutir de manera negativa tanto en el desempeño de las redes y en el precio de la energía para todo tipo de cliente, ya que, mientras mayor la demanda es mayor el precio a pagar.

1.3. Revisión bibliográfica y estudios previos

Teniendo presente el contexto nacional en cuanto a EE y los eventuales cambios regulatorios que impactan en los SDE a nivel país, se procede a estudiar distintos trabajos desarrollados por expertos, cuyo análisis ayudará a conocer y entender soluciones aplicadas a nivel mundial frente a problemas similares al planteado en la sección anterior.

Aspects of energy efficiency in modern electrical installations [13]

En este trabajo el autor se concentra en mostrar distintos aspectos importantes a tener en cuenta al momento de implementar medidas con el fin de mejorar EE, se presentan como ejemplo algunas acciones que se están implementando en distintas áreas como electrónica de potencia, corrección de

f.p, iluminación, gestión de carga en la red y sistemas computacionales, haciendo entender a través de su estudio que los principales métodos utilizados actualmente en el mundo para lograr el objetivo de mejorar eficiencia energética se pueden clasificar en activos y pasivos.

Understanding building energy efficiency with administrative and emerging urban big data by deep learning in Glasgow [14]

A partir de datos de acceso abierto a gran escala en una ciudad y considerando que las edificaciones en un país desarrollado consumen cerca de un 40% de la energía generada, los autores proponen un estudio el cual nos da una herramienta para poder entender y evaluar la EE de edificaciones considerando distintas características estructurales de cada una de estas. Lograron desarrollar un algoritmo en base a redes neuronales con el cual llegan como resultado a una precisión del 86% al momento de estimar cuantitativamente la eficiencia energética de un conjunto de edificaciones, demostrando la importancia que conlleva un buen uso de la información pública para poder obtener soluciones en vías de lograr ciudades eficientes energéticamente.

A Potential Controller for Smart Electrical Energy Management System [15]

En este paper los autores presentan el diseño de un sistema de control domiciliario para gestionar la energía utilizada en el hogar, mediante la carga y descarga de baterías, el cual es energizado mediante el uso de PV. El objetivo final buscado es que mediante la utilización de este sistema se logre entregar a la red una curva de demanda mejorada, ya que cuenta con dos aplicaciones: Nivelación de carga y reducción de demanda en horas peak. Lo interesante de este trabajo es que la aplicación de lo desarrollado se da bajo el control total del usuario residencial (aunque según los resultados obtenidos este mismo sistema se puede utilizar en usuarios de mayor potencia), lo cual ante una eventual aplicación a mayor escala ayudaría a entregar curvas de demanda controladas directamente por el mismo usuario reflejando fielmente su comportamiento, ayudando así a mejorar el desempeño de las redes domiciliarias.

Optimal energy management in the smart microgrid considering the electrical energy storage system and the demand-side energy efficiency program [16]

Mediante simulaciones, los autores lograron caracterizar el desempeño de una micro red la cual permite un sistema de almacenamiento de energía. Tuvieron como motivación los distintos planes de EE que han sido instaurados a lo largo del planeta, a partir de estos planes a largo plazo es que se propuso una solución a corto plazo como lo es este sistema de gestión energética el cual entrega una planificación energética diaria, mediante la cual obtuvieron resultados interesantes como la

disminución en los niveles de peak de demanda y beneficios económicos para usuarios que son capaces de comprar y vender energía (prosumidores). Demostrando así que al menos en el país en el que se desarrolló este estudio, al momento de adherirse al plan de eficiencia energética adoptado por el gobierno, las micro redes también pueden mejorar su desempeño mediante un SGE. No necesariamente la solución técnica implementada es válida en otros países.

A smart building with integrated energy management: Steps toward the creation of a smart city [17]

Considerando un edificio de 7 pisos en los cuales existen áreas distintivas desde el punto de vista del uso de energía, se simuló un SGE interno a la construcción, el cual es capaz de predecir a partir del comportamiento en días anteriores cuál será el requerimiento de energía para ciertos periodos (días y/o semanas principalmente). Primó el uso de sensores dentro del edificio para poder lograr una estimación precisa, lo que conlleva una gran inversión, logrando así poder llegar a un sistema de gestión optimizado para cada área (iluminación, refrigeración, ventilación, aire acondicionado, bombas de agua, bombas térmicas y misceláneos), manteniendo el nivel de satisfacción en servicios requeridos al mismo tiempo que se consume menos energía, demostrando que si es posible llegar a esto en el área de edificaciones las cuales representan el uso de cerca de un 40% de la producción mundial de energía, se pueden mejorar globalmente los indicadores mundiales de EE ciudad por ciudad.

Multimodal energy management system for residential building prosumers utilizing various lifestyles [18]

Los autores proponen un SGED el cual considera los distintos avances tecnológicos cada vez más presentes en las redes de distribución, los cuales ayudan a la creciente presencia de hogares inteligentes que son capaces de automatizar el uso de su energía y además la venta de excedentes para su beneficio económico. Lo interesante de este sistema de gestión propuesto es que se toman en cuenta distintos factores sociales y preferencias de cada usuario al momento de perfilar los 4 modos de operación con los que cuenta este controlador, lo que nos ayuda al momento de caracterizar los distintos tipos de usuarios presentes en una red de distribución. Mediante el uso de la plataforma GridLAB-D, simularon un sistema residencial en el cual se utilizaba algún modo de operación según periodo del año, dando resultados positivos respecto a la cantidad de energía vendida y comprada por los consumidores. La implementación real conlleva inversiones altas.

Advanced metering infrastructure smart metering based on cloudarchitecture for low voltage distribution networks in application of smartgrid monitoring [19]

A partir de la tendencia que existe en la mayoría de los continentes a avanzar hacia ciudades inteligentes en las que la información acerca del desempeño de las redes de distribución debe ser entregada de forma rápida y segura a las empresas, es que los autores de este trabajo se enfocan en una posible solución que daría paso a un flujo de información más efectivo mediante la utilización de medidores inteligentes, de los cuales se extrae la información precisada por la red de BT y se guarda en un sistema basado en arquitectura de computación en la nube, en sus resultados obtuvieron precisiones superiores al 90% para distintos escenarios, lo que nos da a entender que la transición hacia ciudades inteligentes puede ser más rápida si se logra optimizar el flujo de información de consumidor a empresa cambiando la forma en la que se manejan actualmente los datos requeridos por el área de distribución.

Hybrid smart grid with sustainable energy efficient resources for smart cities [20]

En este trabajo se propone un modelo de ciudad inteligente en el cual existen distintas fuentes de generación principalmente de energías renovables, con el fin de optimizar en tiempo real los costos de energía dentro de un país en el cual actualmente se cuenta con la opción de tarifas horarias para clientes residenciales. Resulta interesante la definición del índice llamado Factor of Latency (Fol) el cual se utilizó para distinguir la frecuencia en la cual opera algún nivel de carga permitida y programada para cierto horario. La definición de nuevos índices como este que caracterizan los patrones de comportamiento de los consumidores serían de mucha utilidad al momento de evaluar nuevos sistemas de cobro horario, sobre todo en Chile, donde se espera que en un futuro cercano existan tarifas horarias.

Modeling & designing of smart energy meter for smart grid applications [21]

Los autores en este trabajo primeramente identifican un problema, el cual es que la red convencional de distribución en su país está siendo víctima de pérdidas de potencia entregada, lo que impacta en el costo de energía para usuarios finales, por lo que se propuso un nuevo sistema de medición inteligente que es capaz de identificar perturbaciones que impiden el correcto funcionamiento y cobro de la red. Este nuevo medidor inteligente diseñado cuenta con sistema de monitoreo de voltaje, transformador de corriente y sensor de efecto hall, lo cual entrega como información finalmente corriente RMS, voltaje RMS y potencia activa. Además, cuenta con funciones

adicionales como la detección de manipulación de cables de alimentación (robo de energía), lo cual en países en desarrollo es un punto importante a considerar. La implementación de un sistema de medición con funciones útiles como el presente puede justificar la inversión que realizarían las empresas distribuidoras al implementarlo, sobre todo en zonas en las que el robo de energía es algo común y lleva eventualmente a pérdidas de potencia perjudiciales tanto para la empresa y el usuario.

An efficient Energy Management System for long term planning and real time scheduling of flexible polygeneration systems [22]

Los autores se enfocan en un sistema que consta de distintos tipos de GD, en el cual está la opción de un sistema de almacenamiento de energía, para luego simular este sistema de acuerdo a un método de gestión de demanda horaria, con funciones objetivo linealizadas, lo que reduce la complejidad computacional. El sistema de gestión desarrollado lo estudian para casos a largo plazo, por lo que los resultados resultan de mucho interés para países como el nuestro que cuentan con planes de eficiencia energética a corto y largo plazo.

Se logra organizar eficazmente la potencia vendida y comprada por los usuarios a los agentes comercializadores existentes, dando como resultado en distintos escenarios una curva de demanda bastante aplanada con peaks que no difieren tanto entre el valor medio de potencia y valor más alto demandado. Esto nos muestra que es posible dentro de una red de distribución poder lograr una gestión que logre un equilibrio entre demanda-generación, en un sistema de variadas fuentes renovables con un sistema computacional no tan complejo como en otros trabajos, logrando como objetivo secundario, pero importante, una mejora en la eficiencia de los estados de carga de baterías.

Population mobility network and spatial accessibility based on peer-to-peer interactive energy management [23]

Los autores de este trabajo se concentraron en el estudio del impacto que tiene la movilidad espacial o demográfica en distintas ciudades de un país muy poblado como China, al momento de evaluar los eventuales SGE. Para esto desarrollaron una plataforma online a tiempo real de flujo energético en el cual los distintos consumidores tienen la capacidad de interactuar directamente entre ellos para comprar o vender energía. A partir de este sistema se pudieron dar cuenta que en 3 ciudades existen diferentes niveles de accesibilidad a estas tecnologías, por lo que resulta interesante comprender que no solo se deben tomar en cuenta aspectos económicos y técnicos al momento de

implementar estas tecnologías sobre todo en ciudades pequeñas, o en los sitios rurales en los cuales actualmente en nuestro país se le está dando mayor importancia a los PMGD.

LOSISH—LOad Scheduling In Smart Homes based on demand response: Application to smart grids
[24]

Este paper se enfoca en un sistema de gestión de demanda horaria basada en beneficios económicos para el usuario en Francia, país el cual tiene opciones tarifarias dependiendo el horario de consumo. Definen que existen programas de respuesta de demanda de 3 tipos basados en beneficios económicos: 1) basados en Time-of-use, 2) basados en Real time pricing, 3) basados en critical peak pricing. Bajo un entorno de ciudad inteligente en el que el sector residencial cuenta con medidores inteligentes, paneles solares por hogar, almacenamiento de energía y tecnología V2G-G2V, deciden formular un set de restricciones a una función objetivo, para simular un sistema residencial en el cual toman en cuenta distintas tecnologías dentro de la casa para estimar el consumo normal, logrando reducir el cobro por energía hasta en un 52,92%, además de una reducción de un 44% en el peak de demanda, los que son resultados excelentes comparando con otros trabajos parecidos, por lo que resulta de interés seguir la investigación de los autores que tienen como objetivo futuro seguir probando este sistema en distintas condiciones residenciales, ya que logra con dos objetivos muy importantes, beneficio económico a los usuarios finales y mejora en el perfil de demanda residencial.

A home energy management system incorporating data-driven uncertainty-aware user preference [25]

El SGED propuesto por los autores tiene como fin, en un país donde se puede elegir el comercializador de energía, lograr beneficios económicos sin dejar de lado el estilo de vida y preferencias de cada uno de los consumidores, por lo que antes de llevar a cabo la simulación de su estudio, separan distintas aplicaciones eléctricas dentro de un hogar inteligente como programables y no programables, entonces a partir de redes neuronales asignan distintos pesos a cada aplicación, así el algoritmo es capaz de entender las preferencias del usuario, y mediante las dos funciones objetivo descritas se llegan a resultados positivos de acuerdo a la correlación que existe entre el nivel de preferencia real del usuario hacia alguna aplicación y lo entregado por el algoritmo, luego de acuerdo a estas preferencias es que se organiza el sistema de gestión de energía interno al hogar, dando un equilibrio entre nivel de servicio entregado y beneficio económico.

Automated Demand Response in Smart Distribution Grid: A Review on Metering Infrastructure, Communication Technology and Optimization Models [26]

Tomando en cuenta las nuevas formas de comunicación existentes en el mundo, no solo en el ámbito de los SDE, es que en este paper los autores se enfocan en crear un trabajo el cual presenta cuales y como estas nuevas tecnologías pueden ser utilizadas para optimizar el desempeño de las redes inteligentes mediante la cada vez mayor interacción que existe entre la infraestructura de distribución y el cliente final, dando como ejemplo que en India el factor de carga es muy bajo (55%), lo que se entiende como un mal uso de la infraestructura, cosa que se podría mejorar al usar tecnologías de comunicación avanzadas como medidores inteligentes para representar fielmente el comportamiento de la demanda. A partir de esto es que enumeran distintos requerimientos para implementar SGE automatizados cuya internalización en el sistema se ve frenada por la falta de una red de información eficaz, de esta problemática es que logran llegar a distintas funciones objetivo que logran caracterizar que tan propensa es la comunidad a someterse a sistemas de gestión de energía. Finalmente llegan a conclusiones interesantes como que una estructura mayormente distribuida del sistema, con la inclusión de agregador y comercializadores es esencial para la implementación de SGED, ya que proveen mayor flexibilidad y opciones a los usuarios.

Intelligent Electrical Pattern Recognition of Appliances Consumption for Home Energy Management using High Resolution Measurement [27]

En este paper, los autores se concentran en lograr caracterizar curvas de demanda precisas para los principales dispositivos presentes en un hogar, para esto usaron como prueba 20 hogares en Santiago de Chile, mediante el uso de enchufes inteligentes lograron medir voltajes corrientes y potencias instantáneas de distintos dispositivos conectados, se considera que un tiempo de 300 segundos es suficiente para reconocer los perfiles requeridos. A partir de esta información se procede a crear una matriz de datos y luego aplicar redes neuronales para entrenar el algoritmo de detección de perfil del artefacto. Si bien existieron artefactos que el programa no pudo diferenciar de gran manera debido al gran parecido en la curva de demanda, al usar técnicas de agrupamiento de datos (clustering) se logró mejorar esta medición, siendo estos resultados una solución efectiva para lograr caracterizar las curvas de cada artefacto, pero no aún comprobada su eficacia en sistemas más grandes. Estudios como este son los que ayudan a visualizar a la comunidad el uso que se le da a la energía en el hogar, impactando positivamente en la gestión energética interna a cada hogar.

Implementing Smart City Technologies to Inspire Change in Consumer Energy Behaviour [28]

Al momento de querer llegar a construir ciudades inteligentes del punto de vista eléctrico, es muy importante tener en cuenta que mientras el usuario común cambie de alguna forma su patrón de consumo, los sistemas de distribución se verán afectados, por lo que con el objetivo de entender el comportamiento de los consumidores, en este trabajo se desarrolla una interfaz interactiva entre el consumidor residencial y su energía local, en la cual el desempeño energético de su hogar se puede ver reflejado en un sistema de puntos (como en un videojuego), lo que de a poco irá concientizando sobre el uso que se le da a la energía logrando una autogestión eficiente y además entregando información mucho más precisa a la red acerca del consumo en tiempo real, logrando así una estimación de consumo para cierto periodo de interés.

Regulación de la distribución, aspectos críticos en Chile, Seminario nueva distribución eléctrica en Chile [29]

Esta presentación realizada en un seminario a cargo del equipo del instituto de sistemas complejos de ingeniería, abarcó desde lo más global del sistema eléctrico chileno, como el funcionamiento del mercado eléctrico, percepción social, participación ciudadana en el sistema, para luego adentrarse en como nuestros sistemas de distribución irán cambiando en el tiempo, hacia donde vamos, tomando en cuenta distintos factores económicos y tecnológicos que están cada vez más presentes en la sociedad. Dejó muy claro el contexto nacional y como este va a cambiar dependiendo de las nuevas regulaciones a las que apunta el país (portabilidad eléctrica, electromovilidad, ley larga de distribución, pequeños medios de generación distribuida). Finalmente se dan datos concretos de números de comercializadores existentes y los distintos activos económicos con los que las empresas de distribución (ya diferenciadas del organismo comercializador) cuentan, esto en países que ya han adoptado medidas análogas a lo que viene para el futuro en nuestro país en cuanto a SDE.

Review: Home energy management system in a Smart Grid scheme to improve reliability of power systems [30]

En este trabajo, los autores presentaron varios estudios en los cuales se toma en cuenta a los usuarios residenciales no solo como una carga para el sistema, sino que también como un ente que puede ayudar a la mejora de la confiabilidad y estabilidad, cuando su energía comprada es gestionada de forma inteligente. En el último tiempo se han incrementado los factores que influyen en la confiabilidad del sistema con la implementación de nuevas tecnologías a redes que no necesariamente

están preparadas (redes tradicionales), por lo que se logró una comparación de cómo reaccionarían las redes inteligentes frente a distintos eventos que influyen en la confiabilidad de las redes actuales. Se concentraron en como los SGED (principalmente con presencia de carga y descarga coordinada de vehículos eléctricos) han logrado reducir fluctuaciones de voltaje y pérdidas de potencia. Tener en cuenta estos resultados es algo importante para futuros trabajos de investigación, ya que no existen muchos trabajos que estudien como los SGED inciden en estos valores. Si bien con la masificación de redes inteligentes se incluirán muchas facetas a la red, la más importante es que el suministro de energía sea constante asegurando un servicio cada vez más confiable.

Impacts of home energy management systems on electricity consumption [31]

Esta publicación se enfoca en una prueba realizada en 10 casas que cuentan con sistemas de gestión de energía domiciliarios en Finlandia (país en el cual ya existen popularmente estos sistemas disponibles en el mercado). Durante tres años se monitoreó y se estudió el cambio en el patrón de consumo de estos habitantes en comparación a años anteriores, los resultados entregados fueron muy buenos, se logró en cada una de las casas modelar la curva de demanda ya sea bajando el consumo en horas peak, nivelando la carga, rellenando horas valle o incluso bajando el consumo total de energía anual, todo esto sin disminuir de gran manera el confort de los habitantes. Se reconoce que, a pesar de los resultados extremadamente positivos es muy necesario seguir con investigaciones de este tipo, ya que son pocos los estudios que pasan de sistemas simulados a aplicados en un sistema real, y con la tendencia que existe en muchos países de ir migrando a un sistema eléctrico en el cual los usuarios puedan elegir su proveedor de energía (proveedores que pueden ofrecer precios diferenciados según horario de uso de energía), datos concretos de experiencias como la obtenida en este trabajo son de mucha utilidad para expertos y autoridades al momento de visualizar las ventajas que otorga la masificación de SGED.

A new optimized demand management system for smart grid-based residential buildings adopting renewable and storage energies [32]

A partir de un contexto en el cual se cobra el uso de energía por tarifas ToU, los autores proponen diseño de un sistema de respuesta de demanda residencial controlado por dos distintos algoritmos: Virulence Optimization algorithm y Earth Worm Optimization algorithm, teniendo como objetivos optimizar el uso de energía según distintas bandas horarias para poder minimizar costos y aplanar la curva de demanda del sistema. De sus estudios previos, se dieron cuenta que faltan sistemas de control automatizados con algoritmos robustos que puedan incluir eficazmente sistemas de

almacenamiento y generación propia mediante energías renovables, por lo que, al hacer la comparación de su sistema propuesto y los algoritmos utilizados comúnmente en investigaciones relacionadas, llegaron a resultados positivos no solo en sus objetivos principales, sino que también se mejoró el factor de carga de las instalaciones, sobre todo cuando se utilizan sistemas de almacenamiento de energía local, el tiempo de cálculo necesario para lograr un buen control es mucho menor para el Virulence Optimization algorithm. En países en vías a migrar a un sistema donde las compañías distribuidoras serán encargadas solo de optimizar la infraestructura de las redes, la aplicación de sistemas de control mediante algoritmos como los presentados, tomarán mucha importancia ya que un factor de carga mejorado significa que la infraestructura no se ve sobre exigida.

Impact of battery storage on residential energy consumption: An Australian case study based on smart meter data [33]

Tomando en cuenta información entregada por medidores inteligentes, los cuales están instalados en gran parte de los consumidores residenciales en Australia, los autores de este trabajo estudian una muestra de 5000 hogares de los cuales algunos cuentan con generación fotovoltaica, almacenamiento de energía o ninguno de los dos. Con el fin de analizar el patrón de consumo y comparar como este cambia según las tecnologías presentes en distintos usuarios, desarrollaron un algoritmo que logró agrupar según cantidad de energía usada por hora a los distintos clientes, y mediante esta clasificación es que pudieron estudiar como distintos factores como temperatura y distintos días de la semana, afectan el uso de las baterías domiciliarias. Ante la comparación, se encontró que sistemas con presencia de ambos almacenamiento y generación fotovoltaica lograron disminuir la demanda del hogar a la red y además se logra reducir el valor a pagar por energía, esto ya que se lograron reducir los peaks en horas punta (en este caso alrededor de las 19:00). Un problema importante que se encontró es que hay demasiada gente que antes de mediodía decide exportar energía desde su sistema de baterías, lo que puede generar elevaciones de voltaje repentinas. Mediante un análisis económico es claro que actualmente no es rentable para un cliente residencial invertir en un sistema de generación fotovoltaica-almacenamiento, ya que el periodo de retorno es demasiado alto (>25 años), a pesar de que el pago mes a mes haya presentado una baja considerable. Además, si estos sistemas son controlados manualmente por el usuario y estas tecnologías no son controladas por un sistema de respuesta de demanda o de gestión energética, pueden causar problemas de estabilidad a la red.

Feasibility of low-cost energy management system using embedded optimization for PV and battery storage assisted residential buildings [34]

A diferencia de otros sistemas de gestión energética estudiados anteriormente, este es desarrollado teniendo en mente una posible masificación, ya que los materiales y software utilizados son de acceso a bajo costo, además la instalación de este sería muy simple, ya que iría conectado en el tablero de distribución en el cual están los interruptores del hogar. Si bien la prueba desarrollada obtuvo buenos resultados desde el punto de vista económico (teniendo en cuenta las distintas tarifas horarias existentes en el país), la masificación de este sistema lograría más que reducir el consumo total o descongestionar la red de distribución estratégicamente para algunos horarios, mover la hora peak de demanda desde las 5-11 pm a las 1-6 am, lo que no sería una gran ventaja para una aplicación a gran escala, ya que se debería acomodar todo el esquema de venta de energía por rangos horarios para que la inversión por parte del usuario final se vea justificada, por lo que la factibilidad de aplicar SGED no tan complejos, se ve limitada por las pocas ventajas que entregarían al funcionamiento de la red.

Investigation of Smart Home Energy Management System for Demand Response Application [35]

En este trabajo, a partir de las reformas aplicadas en el último tiempo en el gobierno chino, las cuales favorecen la aplicación de sistemas en el lado de la demanda que ayuden al equilibrio entre generación-demanda, los autores caracterizan las distintas funciones que cumplen los sistemas de gestión de energía domiciliarios, además de las tecnologías utilizadas actualmente dentro de estos. Se logran caracterizar 5 grandes funciones que cumplen la mayoría de los HEMS: Monitoreo, obtención de datos, control, alarmar y gestión. Funciones las cuales pueden ser optimizadas individualmente. Se encontraron las principales ventajas que estos sistemas entregan tanto al sistema como al usuario: Reducir costos de electricidad en clientes residenciales, mejorar confort de usuarios, mayor penetración de energías renovables y reducción de peaks durante horas de alto consumo. Estos son puntos que distintos trabajos han tomado como objetivos por separado, lo que a veces ha resultado en mejorar sustancialmente algunas aristas del problema, mientras se dejan de lado otras.

Smart Home, Smart HEMS, Smart heating: An Overview of the Latest Products and Trends [36]

Se presenta un resumen de distintos SGED presentes en el mercado (en países como Francia, Alemania, España, Holanda y Estados Unidos) principalmente con presencia de sensores de temperatura y humedad comparando sus ventajas y desventajas en una tabla que ordena las principales funciones de cada sistema, lo que resulta interesante para futuras investigaciones que requieran un

estudio más profundo del funcionamiento de algún sistema aplicado actualmente. El alto costo de estos sistemas aún prevalece en nuestro país.

1.4. Discusión de artículos revisados

De los artículos estudiados, se reconocen tres principales contenidos: Desarrollo de redes inteligentes en el mundo, métodos de gestión de energía desarrollados por expertos, su beneficio económico a clientes finales en países donde existe opción de elegir proveedor de energía y gestión de información en redes eléctricas.

A partir de esto, se pudo ver que hay una gran tendencia a nivel mundial en la cual distintos países han buscado que la gestión de energía se vaya dando cada vez por organismos más pequeños, hasta llegar a entregarle esta función a los mismos clientes finales, dejando de lado los sistemas centralizados dependientes de un solo gran organismo, o la presencia de monopolios, como se ha dado en nuestro país en el sector de distribución, lo que se quiere ir dejando de lado para hacer que el consumidor se sienta más participe del sistema y así concientizar a la sociedad acerca del uso que se le da a la energía partiendo por cada consumidor residencial.

Llevando esta tendencia al plano local, se sabe que existe un proyecto de ley ingresado el 30 de septiembre de 2020 que actualmente se encuentra en el primer trámite constitucional (Cámara de diputados), llamado Proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica, el cual crea un nuevo organismo dentro del sector eléctrico llamado comercializador (será explicado más a fondo en el capítulo 2). Situándose en el contexto latinoamericano para poder estudiar casos en países más cercanos económica y socialmente al nuestro, se ve que en Colombia ya existe el rol del comercializador, recogiendo su experiencia se puede ver que las condiciones de generación de electricidad son distintas a las de nuestro país, con un porcentaje cercano al 70% de esta proviene de la energía hidroeléctrica [37], lo que creó un monopolio de no más de 5 empresas en el sector generación siendo esto una barrera muy grande para los distintos agentes de mercado nuevos que quieran ingresar a competir tanto en sector de generación como comercialización, lo que no debería pasar en Chile, ya que nuestra matriz energética es mucho más amplia, con capacidad de generación mediante ERNC instalada sobre un 35% [38] dando más opciones a los nuevos agentes de mercado que quieran entrar a competencia. Otro punto positivo existente en nuestro país para lograr una competitividad mayor en el mercado es que se ha estado regulando el funcionamiento y aparición de pequeños medios de generación

distribuida, los cuales darán más opciones a los clientes y flexibilidad a los sistemas de distribución, mediante la presencia de decretos y normas, como el DS 88 [39].

Hay algo que tienen en común todos los trabajos que se concentran en el estudio de un sistema de gestión energética residencial controlado por el mismo usuario o acordado con un algún organismo (para un futuro cercano sería el comercializador), y es que para poder aplicar sea cual sea el método de gestión residencial y poder ver una mejora económica en los usuarios y mejorar la curva de demanda del sistema, es que los medidores actuales deben ser actualizados a unos que permitan al usuario ver mayor información así permitiendo mejorar nuestro perfil como consumidor residencial. En Chile se tiene como objetivo para el 2024 actualizar el 100% a medidores inteligentes [28], lo que se ve difícil dado que cuando se quiso implementar años atrás se dió como una instalación voluntaria y pagada por el mismo usuario el cual en ese momento no era capaz de visualizar los posibles beneficios que esto conllevaría, esta visión cuando se promulgue la ley de portabilidad eléctrica se espera que cambie, ya que los usuarios van a tener que elegir la tarifa y distribuidor de energía que más les acomode respecto a sus propias preferencias siendo conscientes de la utilización de sus propios recursos energéticos viéndose en la necesidad de ser capaces de tomar decisiones informados.

El desarrollo del trabajo se ve influenciado por el interés que existe en poner a prueba el desempeño de una red de distribución real bajo condiciones tanto tecnológicas como de mercado presentes en los trabajos analizados (sector de distribución y comercialización separados, presencia de tarifas con discriminación horario, presencia de GD, almacenamiento de energía y sistemas de gestión de energía), condiciones que es esperable se repliquen en nuestro país bajo las nuevas normativas y regulaciones.

1.5. Hipótesis de trabajo

“La implementación de sistemas de gestión energética domiciliarios, contribuiría a disminuir peaks de demanda, mejorando el desempeño de las redes de distribución actuales”

1.5.1. Justificación de hipótesis

Tomando en cuenta el contexto mundial, en cuanto a la penetración creciente de tecnologías como generación fotovoltaica [40] y almacenamiento de energía residencial [41] (representados ya sea por sistemas de baterías o considerando vehículos eléctricos como “baterías móviles”), es importante entender los distintos cambios a los que se enfrentarán las redes de distribución en países como el nuestro que están en pleno desarrollo. Uno de los fenómenos presentes en estas redes es la presencia de distintos peaks de demanda en usuarios residenciales, los cuales están presentes generalmente entre las 18:00 y 21:00. Para poder solucionar la congestión del sistema en este horario, una de las estrategias que se ha estudiado e implementado es que a partir de la energía entregada por el sol en horarios de mayor radiación lograr de alguna forma utilizarla en horarios estratégicos que logren “aplanar” la curva de demanda usando almacenamiento de energía junto con sistemas de gestión de energía y al mismo tiempo obtener beneficios económicos por parte del usuario, así se puede descongestionar la red en estos horarios logrando no exigir tanto a las redes de distribución actuales y evitar la presencia de fenómenos como variaciones de voltaje y/o frecuencia, aumento de pérdidas de potencia activa, aumento de temperatura en conductores, sobrecarga de transformadores y/o líneas, lo que converge en cortes de suministro y precios elevados al cliente final. De la discusión de los artículos estudiados se pudo ver que los SGED entregan buenos resultados en presencia de generación fotovoltaica y almacenamiento de energía en conjunto, logrando manipular la curva de demanda con el fin de reducir estos peaks.

1.6. Objetivos

1.6.1. Objetivo principal

Evaluar el impacto técnico de la implementación de sistemas de gestión de energía domiciliaria en el desempeño de un sistema de distribución de energía eléctrica, considerando el efecto sobre la curva de demanda en horarios de alta exigencia.

1.6.2. Objetivos secundarios

- i) Simular funcionamiento de un Sistema de gestión de energía domiciliario, en el cual se toman en cuenta distintas tecnologías como almacenamiento de energía, generación domiciliaria mediante paneles solares y flujo bidireccional de energía e información entre red y consumidor.
- ii) Considerar aspectos normativos y regulatorios que están vigentes en Chile y que se encuentran en tramitación (por ejemplo Ley de Portabilidad Eléctrica).
- iii) Considerar experiencias internacionales respecto a normativas y leyes vigentes en otros países, por ejemplo España.
- iv) Visualizar y comprender el comportamiento de variables de interés dentro de una red de distribución eléctrica (Cambios en potencia demandada, niveles de voltaje en nodos, pérdidas de potencia activa y exigencia a infraestructura) bajo distintas condiciones definidas.

1.7. Alcances y limitaciones

En estricto rigor, según los objetivos definidos los cuales se concentran en sistemas domiciliarios, las simulaciones a realizar se deberían concentrar en una red BT, pero debido a la dificultad que se presenta al momento de conseguir una red de BT real actualizada, el desarrollo del trabajo será adecuado a una red MT, asumiendo que los nodos de carga entregados corresponden a transformadores MT/BT, a los cuales están conectados distintos niveles de potencia correspondientes a GD y almacenamiento, independiente del número de hogares que pueda existir en el lado de BT.

El desarrollo y los resultados a obtener se basan en la operación técnica de la red de distribución, por lo que factores como factibilidad económica de la instalación de sistemas de GD, almacenamiento y/o SGED por nodo de carga, no se tomarán en cuenta, por lo que en los escenarios a definir en el capítulo 3 se asume que los horarios de carga y descarga aplicados traen rebajas en comparación con la presencia de una tarifa regular.

2. Marco conceptual y teórico

2.1. Sistema de gestión de energía domiciliario

Para la continuación de este trabajo, dado que el principal enfoque es el cambio que sufrirá el desempeño de las redes de distribución bajo la masificación gradual de sistemas de gestión de energía domiciliarios, el concepto de SGED se entenderá como una característica propia del cliente residencial que le da la capacidad de utilizar y poder programar el uso de tecnologías como generación fotovoltaica propia y almacenamiento de energía, a diferencia de sistemas de gestión de energía domiciliarios presentes en el mercado (principalmente en Europa [36]) en los que se comprenden otras funciones como automatización del uso de sistemas de calefacción, sensores conectados a iluminación, uso de smart sockets, sensores de temperatura, etc. Solo se considera en las simulaciones próximas los modos de funcionamiento programados adecuadamente respecto a distintas preferencias personales de los clientes concernientes a horarios de carga y descarga del almacenamiento local, en conjunto con el funcionamiento de GD.

Sistemas de control y monitoreo presentes en el mercado como el Huawei Fusion Solar [42] o la línea de productos GX [43] vendidos por VictronEnergy permiten realizar esto, en las figuras 2.1 y 2.2 se presentan esquemas representativos del Huawei FusionSolar en modo de funcionamiento Time of Use:

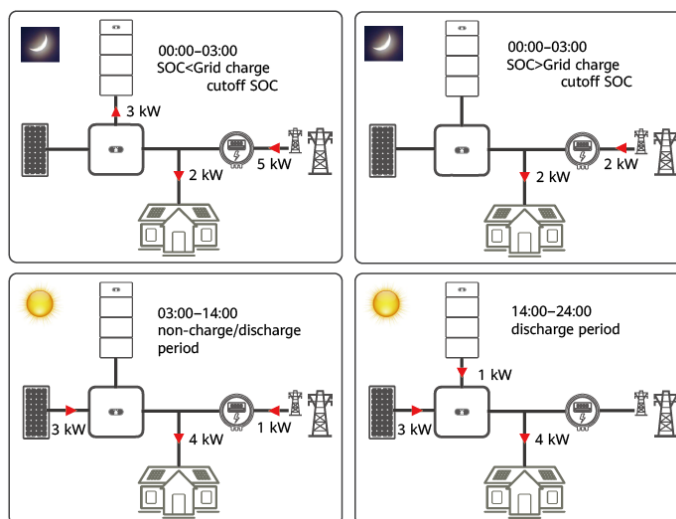


Figura 2.1: Esquema explicativo del funcionamiento de Sistema Huawei FusionSolar. Fuente: betsolar.es [42]

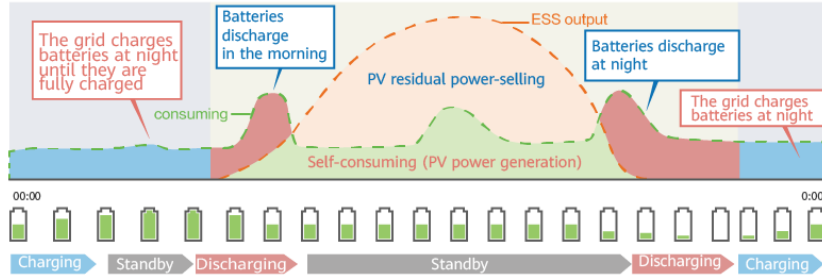


Figura 2.2: Estados de operación de batería en distintos momentos del día según horario programado. Fuente: betsolar.es [42]

2.2. Energía solar fotovoltaica

Corresponde a una fuente de energía renovable que transforma la radiación solar en electricidad mediante el uso de paneles fotovoltaicos, formados por células fotovoltaicas unidas entre sí, estas son las responsables de generar energía eléctrica gracias al efecto fotoeléctrico, el cual consiste en el fenómeno que se produce cuando los fotones o partículas lumínicas las cuales tienen niveles de energía determinados por la frecuencia de la onda de la luz, interactúan con ciertos elementos químicos provocando que los electrones propios del material sean energizados de tal forma que son capaces de liberarse de la atracción creada por el átomo, esto se ve representado en la figura 2.3. Los electrones en niveles principales de energía son a los que resulta más fácil liberarlos del átomo (electrones de valencia), y son los responsables de crear enlaces entre átomos de uno o distintos elementos, si un fotón impacta con la energía necesaria al material, expulsando un electrón del átomo, se rompe el enlace creado entre átomos dejando un hueco que puede ser ocupado por otro electrón libre. [44] [45] [46]

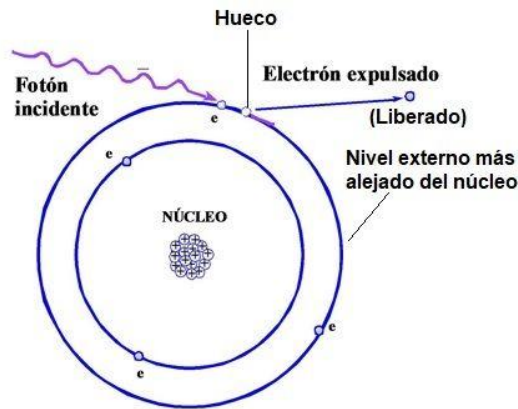


Figura 2.3: Representación del efecto fotoeléctrico. Fuente: areatecnologica.com [44]

El elemento más utilizado para la creación de células fotovoltaicas es el Silicio, ya que favorece el efecto fotoeléctrico gracias a sus propiedades. Para poder crear corriente eléctrica a partir del efecto fotoeléctrico se unen dos láminas muy finas de materiales semiconductores: semiconductor positivo tipo P: el cual se crea mediante la adición de un elemento que contenga tres electrones de valencia (por ejemplo, Boro) a una estructura cristalina de silicio, teniendo en cuenta que el silicio cuenta con cuatro electrones de valencia se logran crear huecos que no están ocupados por electrón, negando la formación de enlaces entre los átomos. Semiconductor negativo tipo N: en este caso la adición de un elemento con cinco electrones de valencia (por ejemplo, Antimonio o Fósforo), crea un exceso de electrones libres. En la zona de unión de estas dos láminas se crea una “neutralización” de cargas (ya que los huecos excedentes actúan como cargas positivas), entonces cuando un fotón penetra en el semiconductor N, esta energía rompe los enlaces entre átomos de la zona y crea aún más electrones libres, lo que aumenta la carga negativa en esta zona dando lugar a una diferencia de potencial entre el semiconductor N y P, ahora si se cierra el circuito y gracias a la presencia de la diferencia de potencial, es que este arreglo es capaz de crear una corriente continua. Este fenómeno de creación de potencial eléctrico es el llamado efecto fotovoltaico. [47] [48]

2.3. Almacenamiento de energía

Este concepto se refiere a los distintos métodos que existen para poder guardar energía utilizando tecnologías adecuadas que permitan utilizar dicha energía en el momento que se estime necesario. Existen distintas formas de energía como mecánica, térmica, lumínica, cinética, eólica, química, nuclear, solar, entre otras. La energía primaria es aquella que se encuentran en la naturaleza y no ha sido modificada ni transformada para facilitar su uso, en cambio la energía secundaria se entiende como energía primaria que ha pasado por algún proceso de transformación que permite su utilización, esta no está presente en la naturaleza por sí misma [49]. En la figura 2.4 se puede apreciar la diferenciación entre algunos tipos de energía.

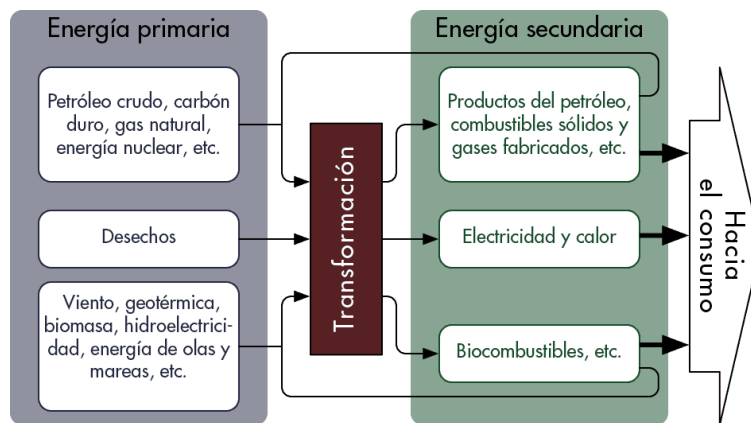


Figura 2.4: Diferenciación entre energías primarias y secundarias. Fuente: stem.guide [49]

Como se puede notar, la electricidad es un tipo de energía secundaria, ya que para poder llevarla a los consumidores ha sido necesario un proceso intermedio que ha transformado los recursos primarios. En la actual LGSE [50], se define sistema de almacenamiento de energía como: *“Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento”*.

Entre los principales métodos de almacenamiento de energía utilizados en la actualidad se encuentra el método electroquímico, que comprende baterías, baterías de flujo y pilas de combustible. Mediante las baterías se puede guardar energía eléctrica generada y entregarla cuando se requiera en forma de voltaje y corriente directa. Existen distintos tipos de baterías utilizadas actualmente, las cuales difieren en sus valores de densidad energética [51]. Como se puede ver en la figura 2.5, las baterías de litio presentan mayores densidades energéticas gravimétricas y volumétricas comparadas a las demás.

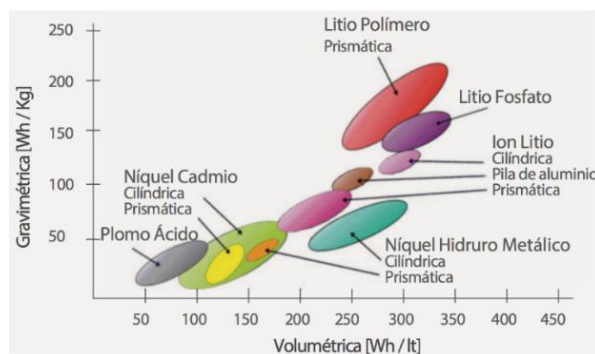


Figura 2.5: Comparación entre densidades gravimétricas y volumétricas de distintos tipos de baterías. Fuente: phineal.com [52]

El tipo de batería que ha sido más utilizado para guardar energía producida por el sol es plomo-ácido, pero en las últimas décadas se ha ido popularizando el uso de baterías de ion-litio debido a sus ventajas como: al tener densidades energéticas mayores ocupan menos espacio y su masa es inferior, el tiempo de carga es mucho más rápido, su ciclo de vida es superior debido a que se pueden cargar y descargar a un porcentaje más cercano al 100% y requieren poco mantenimiento [53]. Se espera que el uso de este tipo de batería se siga masificando como se puede ver en la figura 2.6, esto en conjunto con sistemas de generación eléctrica mediante ERNC.

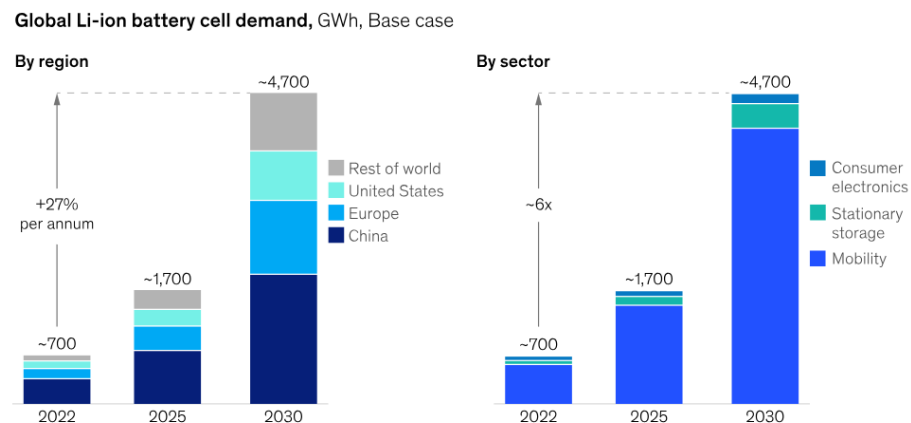


Figura 2.6: Crecimiento mundialmente esperado de la capacidad en sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías de Ion-Litio. Fuente: McKinsey & Company [54]

2.4. Sistemas de distribución eléctrica

En la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución actual chilena [55], se define sistema de distribución eléctrica como: “*Conjunto de instalaciones destinadas a dar suministro o permitir inyecciones a Clientes o Usuarios ubicados en sus zonas de concesión, o bien a Clientes o Usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a las instalaciones de una Empresa Distribuidora mediante líneas propias o de terceros*”. Los niveles de tensión a los que trabajan estas instalaciones se definen de la siguiente forma: Baja tensión en distribución: Voltaje igual o menor a 1 kV, media tensión en distribución: Voltaje superior a 1 kV y menor o igual a 23 kV.

Dependiendo de las características de las cargas presentes en la zona de concesión y la cantidad de energía requerida por estas, se pueden clasificar los sistemas de distribución en: Industriales, rurales y urbanos, siendo los industriales los que más energía demandan y es muy común que los niveles de voltaje a los que le llega la energía al cliente sean distintos a los 220 V que se utilizan en los hogares.

La energía entregada por los sistemas de generación del SEN debe ser transmitida por líneas que trabajan en alta tensión llegando a puntos de transformación de voltaje llamados subestaciones primarias de distribución, en las cuales mediante transformadores se baja la tensión a los niveles de tensión de distribución anteriormente presentados, luego mediante transformadores ubicados en zonas más cercanas a los puntos de consumo, se modifica el voltaje adecuándose a los tipos de clientes a energizar, esto se ve reflejado en la figura 2.7.

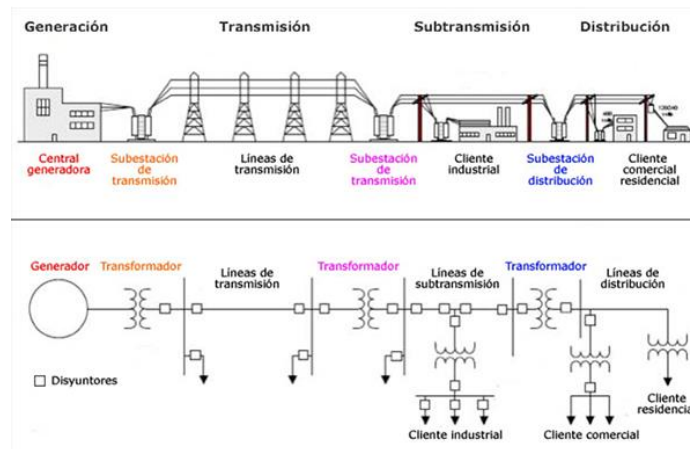


Figura 2.7: Esquema representativo de suministro de energía clásico. Fuente: electrifica.cl [56]

Es importante saber que en nuestro país se definen cuatro niveles de tensión [57]: baja tensión: menor o igual a 1 kV, media tensión: sobre 1 kV y hasta 23 kV, alta tensión: sobre 23 kV y hasta 230 kV, extra alta tensión: sobre 230 kV. Notar que existen clientes (en su mayoría industriales), que son energizados directamente desde la red de transporte en alta tensión, sin pasar por la red de distribución.

2.5. Generación distribuida

Si bien no existe una definición estricta para generación distribuida, este tipo de generación de electricidad tiene características comunes que representan su funcionamiento en distintas partes del mundo como: sistema de generación de electricidad que está conectado directamente a la red de distribución o al punto de consumo, cuenta con una potencia comúnmente por debajo de los 1000 kW, se ubica muy cerca de los puntos de consumo y utiliza fuentes de ERNC para producir electricidad [58] [59] [60]. En los últimos años la presencia de generación distribuida ha ido en aumento de la mano de distintos tratados internacionales que buscan masificar la generación de electricidad mediante

energías limpias, como el acuerdo de París [61] y Energy Road Map 2050 [62], alrededor del mundo se han destacado varias ventajas en la implementación de estos sistemas:

2.5.1. Ventajas GD

a) *Electricidad en zonas alejadas*

El crecimiento demográfico y económico propio de cada país conlleva a que zonas en las que llevar energía eléctrica es más complicado, por ejemplo, zonas rurales o residenciales alejadas de los núcleos de desarrollo, puedan ser capaces de no depender tanto de las instalaciones provistas por las empresas distribuidoras, ya que al poder implementar GD no se está demandando que fluya tanta energía por la infraestructura presente, lo que ayuda también desde el punto de vista de las empresas, esto porque tener que dimensionar nuevamente las redes de distribución para poder abastecer nuevos consumidores es un gasto económico no menor.

b) *Minimización de pérdidas*

En el proceso de hacer llegar la energía desde las plantas de generación del SEN a los consumidores, se producen pérdidas de energía, lo que se ve reflejado en la factura a pagar por cualquier tipo de cliente, ya que aproximadamente un 12% y un 20% de lo que se paga en nuestro país en la factura mensual corresponde a cargo por transmisión y distribución, respectivamente, como se ve ejemplificado en la figura 2.8. Como una de las características principales de la GD es que los puntos de generación y consumo están relativamente cerca, las pérdidas por los conceptos anteriores son muy inferiores a cuando se está demandando energía al SEN.

TARIFAS ELÉCTRICAS SEGÚN LOCALIDAD:

Ciudad	Iquique	Coquimbo	Valparaíso	Santiago	Concepción	Puerto Montt	
Empresa	CGE	CGE	CHILQUINT A	ENEL	CGE	SAESA	
Administración del Servicio	Cargo Fijo [\$/cliente-mes]	\$ 1,324	\$ 1,324	\$ 1,324	\$ 685	\$ 1,047	\$ 1,324
	Cargo Variable - Servicio Público [\$/kWh]	\$ 0.7	\$ 0.7	\$ 0.5	\$ 0.7	\$ 0.7	\$ 0.7
Energía [\$/kWh]	\$ 79.2	\$ 91.9	\$ 92.6	\$ 78.8	\$ 90.3	\$ 84.0	
Transmisión [\$/kWh]	\$ 19.4	\$ 26.2	\$ 21.1	\$ 14.8	\$ 22.3	\$ 22.4	
Distribución [\$/kWh]	Compra Potencia	\$ 18.2	\$ 16.2	\$ 17.9	\$ 15.7	\$ 17.7	\$ 20.5
	Potencia Base en distribución	\$ 36.2	\$ 35.1	\$ 37.5	\$ 15.8	\$ 16.7	\$ 36.7
TOTAL [\$/kWh]	\$ 154	\$ 170	\$ 170	\$ 126	\$ 148	\$ 164	
Consumo promedio anual por cliente (2018) [kWh]	2,658	1,845	1,892	2,209	2,281	2,251	
Gasto anual por cliente	\$ 424,252	\$ 329,682	\$ 336,828	\$ 286,112	\$ 349,372	\$ 385,811	

Figura 2.8: Conceptos a pagar por suministro de electricidad y diferencias de precio en zonas del país.

Fuente: ciperchile.cl [63]

c) Ayuda al medioambiente

Como ha sido ya notado en secciones anteriores, alrededor del mundo se están haciendo esfuerzos para lograr combatir el cambio climático y disminuir emisiones de CO₂, por lo que el sector de generación eléctrica ha ido modernizándose y amplificando el uso de ERNC. La implementación de GD ha logrado en algunas partes del mundo disminuir la demanda a los sistemas centralizados, como en España [64], esto significa que menos energía es generada por los sistemas convencionales dependientes de combustibles fósiles, los que aún siguen siendo los que más aportan a nivel mundial, como se puede ver en la figura 2.9:

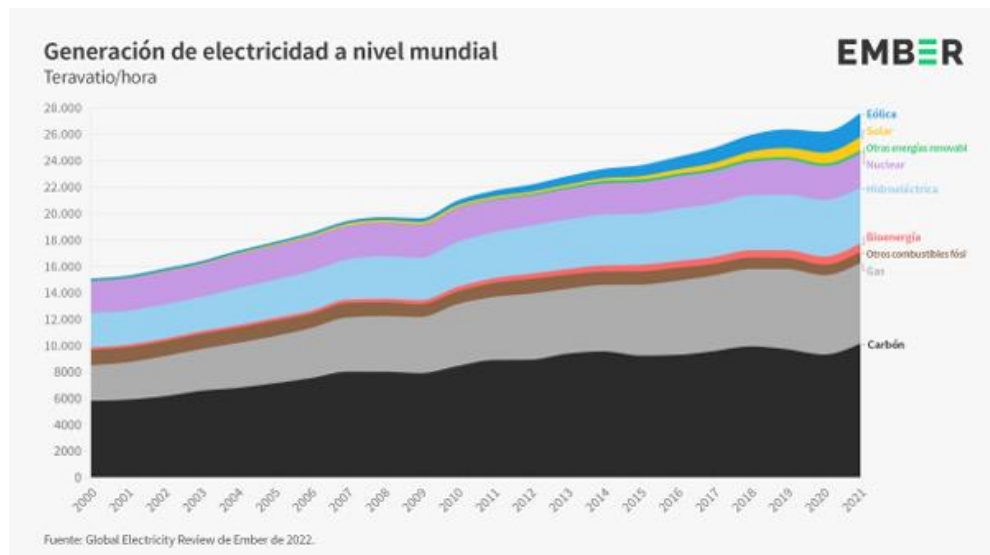


Figura 2.9: Tipos de generación de energía eléctrica y su nivel de participación en la matriz mundial, 2022.
Fuente: Global electricity review 2022 [65]

d) Participación activa de consumidores en sistema eléctrico

Al tener implementados sistemas de generación locales, y además teniendo en cuenta que los países en desarrollo están aplicando políticas que permiten inyectar excedentes de generación a la red, los consumidores tomarán un rol de “prosumidor” lo que significa que serán considerados como productores y consumidores al mismo tiempo, siendo capaces de ver ganancias económicas gracias a que los sistemas de GD en su mayoría dependen de fuentes renovables que bajo determinadas condiciones técnicas, geográficas y climáticas, son capaces de generar más energía que la demandada, y este sobrante inyectarlo a la red, impactando ya sea positiva o negativamente en el desempeño de esta.

e) Mejora en confiabilidad de la red

Los sistemas de generación de electricidad clásicos se pueden ver vulnerables a cortes de suministro hacia los clientes debido a fallas en equipos, desastres naturales, cambio en condiciones climáticas, entre otros factores, por lo que, si alguna planta de generación se ve incapaz de entregar energía, es posible que se vean afectados miles de clientes, en cambio con la presencia de GD, ante la falla en algún equipo de generación local la energía no suministrada por la red no es tan elevada en comparación al caso de una falla en una planta de generación a gran escala, mejorando índices de confiabilidad.

2.5.2. Rol de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía en sistemas de GD

Sin duda la fuente de ERNC más utilizada en sistemas de GD es la energía solar, debido a la gran disminución en el precio de los PV, como se puede ver en la figura 2.10, y a políticas alrededor del mundo que benefician su instalación.

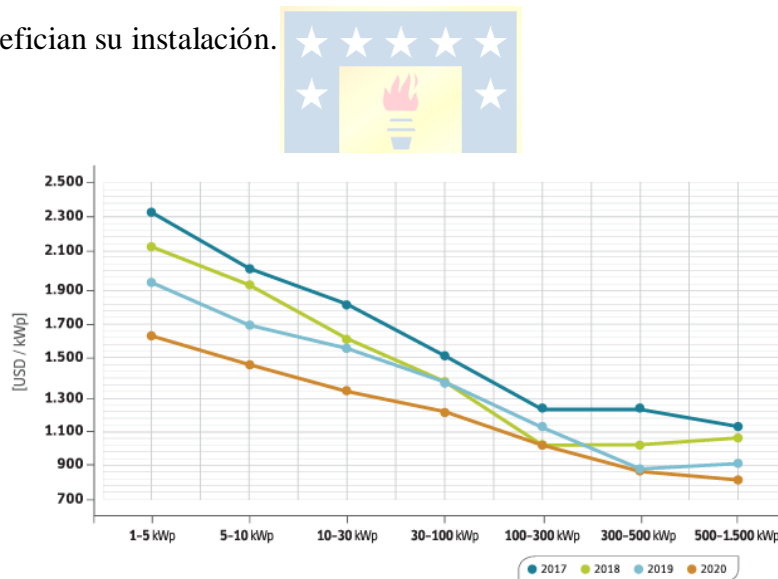


Figura 2.10: Evolución anual de precios de paneles solares según su potencia. Fuente: Índice de precios de sistemas fotovoltaicos (FV) conectados a la red de distribución comercializados en Chile [66]

Pero existe un problema debido a la naturaleza de este recurso: ¿Qué se puede hacer para no desperdiciar esta energía que en ciertos horarios sobrepasa los niveles de demanda y poder utilizarla en horarios donde no se puede generar?, en la figura 2.11 se muestra un ejemplo correspondiente a la radiación presente en la comuna de Pucón, Chile, se ve que hay horarios en los que simplemente no se puede generar electricidad mediante esta tecnología, este patrón de generación es algo normal en

casi todas las partes del mundo, aquí es donde entra en juego el almacenamiento de energía, ya que en combinación con la generación fotovoltaica, existe la capacidad de guardar este sobrante de energía presente en horas peak de radiación para luego utilizarla en horarios en los que no hay capacidad para abastecer la demanda del sistema utilizando el sol. La figura 2.12 representa un esquema que permite entender el funcionamiento de la combinación de generación mediante PV y banco de baterías.

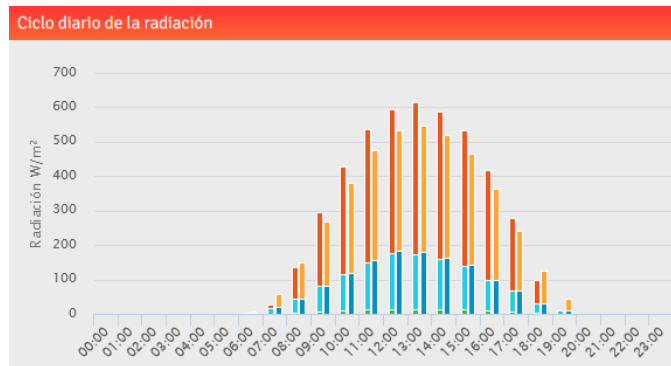


Figura 2.11: Ciclo diario de radiación promedio en el año 2022 para Pucón, Chile. Fuente: Explorador solar [67]



Figura 2.12: Esquema de funcionamiento de un sistema de generación fotovoltaico combinado con almacenamiento de energía. Fuente: solcorchile.com [68]

Este modelo de operación ha permitido que existan distintas caracterizaciones de los sistemas que cuentan con generación local fotovoltaica: [69] [70]

Sistemas ON-GRID: Hace referencia a un tipo de instalación que aparte de contar con generación local fotovoltaica está conectado a la red de distribución, lo que le permite inyectar excedentes y recibir energía cuando los paneles no den abasto para abarcar la demanda. Cuando la red de distribución sufre alguna falla y es incapaz de proveer energía, el sistema de generación local no podrá funcionar. La inversión es recuperada en corto o mediano plazo.

Sistemas OFF-GRID: Son sistemas que aparte de contar con sistemas de generación local fotovoltaica cuentan necesariamente con almacenamiento de energía, ya que no están conectados a la red siendo así totalmente independientes a esta. En los momentos que la generación solar no pueda igualar la demanda, se deberá energizar mediante la energía guardada en los sistemas de almacenamiento. Son sistemas más costosos que los ON-GRID.

Sistemas interactivos con la red: Se encuentran conectados a la red de distribución y cuentan con GD mediante ERNC, pero también se pueden energizar mediante sistemas de almacenamiento o generadores de respaldo.

2.6. Factor de potencia

En circuitos de corriente alterna el factor de potencia se puede calcular como la razón entre la potencia activa (kW) y potencia aparente (kVA): $f.p \equiv \frac{P}{S}$, se puede reconocer su efecto cuando existe un desfase entre la onda de corriente y la onda de voltaje entregada. Cuando la onda de corriente está adelantada respecto al voltaje, hay un factor de potencia capacitivo, y cuando la onda de corriente está atrasada respecto al voltaje, el factor de potencia se entiende inductivo, ver figura 2.13:

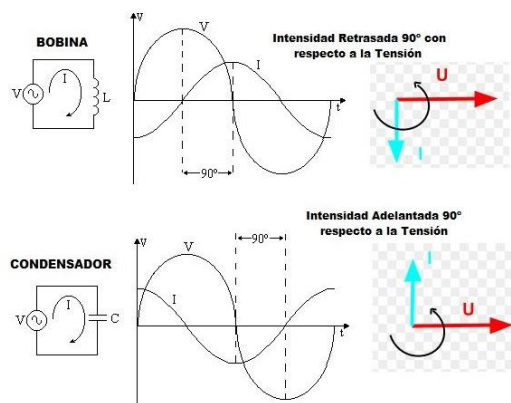


Figura 2.13: Representación del efecto del factor de potencia en ondas de corriente y voltaje. Fuente: areatecnologia.com [71]

En este trabajo en particular es importante reconocer el efecto que tienen los paneles solares en el factor de potencia, ya que en general los inversores asociados a los PV trabajan con un f.p igual a 1, lo que significa que solo entregan potencia activa a la carga, pero la demanda de reactivos que la red debe entregar se mantiene, disminuyendo el factor de potencia visto desde la red, en casos justificados con el fin de corregir f.p, la normativa chilena actual permite que los inversores capaces de programar el f.p, puedan operar entre 0,95 inductivo y 0,95 capacitivo.

2.7. Perfil de demanda

Este concepto representa una curva que caracteriza el consumo de energía para algún tipo de cliente específico o un grupo de consumidores a cualquier escala en un periodo de tiempo definido según el objetivo de estudio [12]. Esto ayuda a los operadores del sistema, autoridades e investigadores, a poder entender el comportamiento de los consumidores para poder tomar medidas y buscar soluciones a problemas como sobrecarga de redes, barreras en la implementación de nuevas tecnologías, abaratar costos elevados, etc. Un ejemplo de curva de demanda para el sistema eléctrico nacional completo el día 1 de junio del 2023 se ve en la figura 2.14:

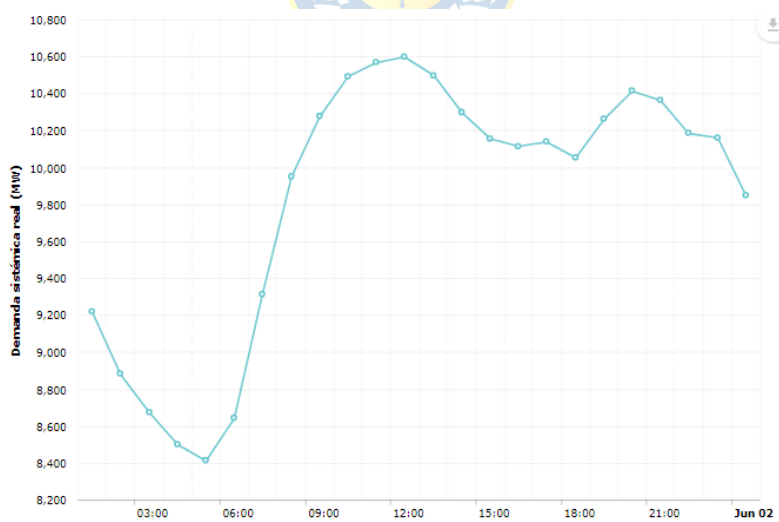


Figura 2.14: Demanda real del SEN para el día 1 de junio del 2023, Fuente: coordinador.cl [72]

Se puede ver que hay ciertos horarios en los que se demanda mucha más potencia (o energía, si se considera área bajo la curva) congestionando los sistemas tanto de transmisión como distribución.

2.8. Normativas de interés

2.8.1. Caso chileno

Los objetivos propuestos en el plan de eficiencia energética 2022-2026 [5] creado bajo la ley 21.305 [4] obligan a distintos sectores productivos a la modificación de reglamentos normas y leyes que condicionan la operación. Sabiendo que el principal objetivo a largo plazo del plan actual es el de lograr la descarbonización del sistema para el año 2050, una forma de aportar a esto desde el área de la energía eléctrica es la implementación de generación distribuida junto con sistemas de almacenamiento, por lo que es importante para este trabajo conocer las principales condiciones legales que afectan la implementación y operación de estas tecnologías, ya que el desempeño de las actuales redes de distribución se verá afectado dependiendo de esto.

a) Sistemas de distribución

a.1) Portabilidad eléctrica

Actualmente la Ley general de servicios eléctricos define tres sectores en el mercado de la energía eléctrica: Generación, Transmisión y Distribución. El proyecto de ley de portabilidad eléctrica, ingresado el 30 de septiembre de 2020 a la cámara de diputados, pretende crear una cuarta figura dentro de este mercado: el comercializador. Esta modificación al sistema tiene como objetivo darle la facultad a los consumidores finales de poder elegir libremente su proveedor de energía [73], esto es posible actualmente para los usuarios cuya potencia instalada se encuentra entre los 500 kW y 5000 kW (teniendo la opción de ser considerados clientes regulados o libres) y aquellos con una potencia mayor a 5000 kW, los cuales son clientes libres y se supone capacidad negociadora y posibilidad de proveerse electricidad de otras formas como la autogeneración o suministro directo de empresas generadoras. Los clientes con una potencia menor a 500 kW son considerados clientes regulados, lo que significa que están sometidos a regulación de precios, dada por las tarifas fijadas cada cuatro años por la CNE [74]. La elección del proveedor se verá condicionada tanto por el comportamiento del cliente como por la oferta presente en el mercado, representado por las empresas comercializadoras, figura que será encargada de comprar energía en el mercado spot o mediante contratos con las generadoras, vender esta energía a los clientes mediante distintas tarifas competitivas dentro del mercado no regulado, siendo el vínculo directo con el consumidor final. Hasta el día de hoy los clientes regulados pagan a las empresas distribuidoras bajo distintos cargos (Administración del

servicio, transporte de electricidad y electricidad consumida), la creación del comercializador pretende la desintegración del sector de distribución, dejando como principal función de este la operación, mantención y modernización de la infraestructura, cediendo la responsabilidad de la fijación de tarifas, cobros y comunicación con el cliente, al sector de comercialización.

Esta nueva ley cambiará el modo en el que se calculan los precios a pagar por energía, basándose en una nueva diferenciación de clientes dependiendo de su tamaño y la propuesta de definición de 3 tipos de energía (energía base, energía variable y energía de déficit) [75], además los comercializadores deberán hacer lo posible para mantenerse competitivos, ofreciendo tarifas atractivas a los clientes basándose en necesidades y características propias de los distintos grupos de usuarios, como presencia de generación distribuida, electromovilidad o su perfil de demanda horaria, aquí es donde es posible ver que nuevas tecnologías como generación residencial mediante PV, electromovilidad, SGED y almacenamiento de energía, podrían estar más presentes en el sistema siempre que las tarifas ofrecidas en el mercado logren ser llamativas y reflejen las ventajas de la implementación de estas tecnologías tanto en los costos a pagar por los usuarios, como en el desempeño de las redes de distribución.



a.2) Ley 21.194 [76]

Esta ley también conocida como Ley corta de distribución fue publicada en el diario oficial el día 21 de diciembre de 2019, tiene como finalidad rebajar la rentabilidad de las empresas de distribución, perfeccionando el proceso tarifario. Se disminuye el porcentaje de rentabilidad de las empresas distribuidoras pasando de un 10% a una tasa de mercado entre 6% y 8% después de impuestos, esta tasa actualizada será calculada por CNE cada cuatro años. El cálculo de los precios a pagar por los clientes por concepto de distribución también se ve afectado, anterior a esta ley, se realizaban dos estudios de costos, uno por la propia empresa distribuidora, y otro por la CNE, estos resultados generalmente diferían, por lo que bajo esta nueva ley solo existirá un estudio mandado por CNE y realizado por un organismo independiente, dejando al panel de expertos como responsable de tomar decisiones de acuerdo a controversias o realización de modificaciones a las propuestas. Otro punto importante dentro de esta ley es la determinación de que las empresas distribuidoras deberán tener giro único, significando que estas deberán comunicar a las autoridades sus costos respectivos a distribución separadamente de ingresos que tengan asociados a otros servicios fuera de este rubro.

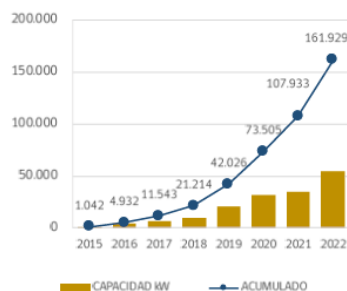
b) Generación distribuida

b.1) Ley 20.571 y Ley 21.118

El año 2014 se promulgó la ley 20.571 [77] conocida como Ley Net Billing, esta era la que regulaba la operación de sistemas de GD basada en el uso de ERNC, además brinda el derecho a los usuarios regulados a vender la energía excedente generada, lo que se ve reflejado en un descuento a la factura del mes correspondiente a las inyecciones, teniendo esto presente, al momento de promulgar la ley se veía como un punto a favor el evitar invertir en baterías para poder aprovechar los excedentes. Bajo la ley 20.571 se deben cumplir algunos requisitos para poder instalar estos sistemas: Ser cliente regulado, generación basada en energías renovables o cogeneración, capacidad de generación de hasta 100 kW por empalme, contar con medidor bidireccional, inversores y módulos fotovoltaicos autorizados por SEC e instalación ejecutada e inscrita por electricista autorizado por SEC [78]. Es importante reconocer que esta ley estaba enfocada en el autoconsumo de la energía generada y no tanto en la comercialización de esta, ya que la Ley PMGD abarca estas regulaciones para proyectos de GD hasta los 9 MW.



Evolución de la capacidad instalada en kW



Evolución de las unidades instaladas

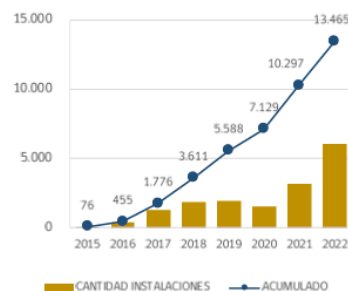


Figura 2.15: Evolución de la GD en el sistema chileno. Fuente: Anuario estadístico de energía año 2022 [79]

Se ve en la figura 2.15 un aumento en la capacidad instalada en GD y en el número de instalaciones de este tipo desde el año 2015, gracias a los cambios que han sufrido las normativas junto con una mayor accesibilidad a esta tecnología. El año 2018 se promulgó la Ley 21.118 [80], la cual viene en reemplazo de la Ley 20.571, las modificaciones realizadas apuntan a incentivar el desarrollo de generadoras residenciales y lograr mejoras en los beneficios económicos de los usuarios que inyectan excedentes. Algunas de las principales modificaciones a la ley son las siguientes [81]:

- Aumento de límite máximo para proyectos de ERNC de 100 kW a 300 kW por empalme.
- Se puede traspasar el saldo de excedentes favorables a otra dirección en la cual la boleta esté bajo el mismo RUT de cliente en ambos lugares.
- El descuento por excedentes en la boleta será aplicado a todos los cargos que se pagan a la distribuidora, y no solo al concepto de energía consumida, como lo era con la ley 20.571.
- Permite la existencia de generación distribuida para autoconsumo en comunidades o propiedades conjuntas, como condominios, edificios o zonas rurales.
- Se considera que los sistemas de almacenamiento de energía como baterías, vehículos eléctricos e instalaciones de cogeneración también tendrán la capacidad de inyectar energía a la red y ser remunerados oportunamente.

Para poder recibir pagos por los excedentes inyectados, las instalaciones de GD deben comprobar que el proyecto tiene como finalidad el autoconsumo y no la venta de energía, esto mediante el perfil de consumo de la instalación y los niveles de generación esperados. Estas restricciones pueden ser evitadas por clientes residenciales que cuentan con una potencia conectada menor a 20 kW y personas jurídicas sin fines de lucro hasta los 50 kW. En la figura 2.16 se puede ver la capacidad y cantidad de instalaciones Net Billing, con la ley 21118 ya vigente para junio del 2023.

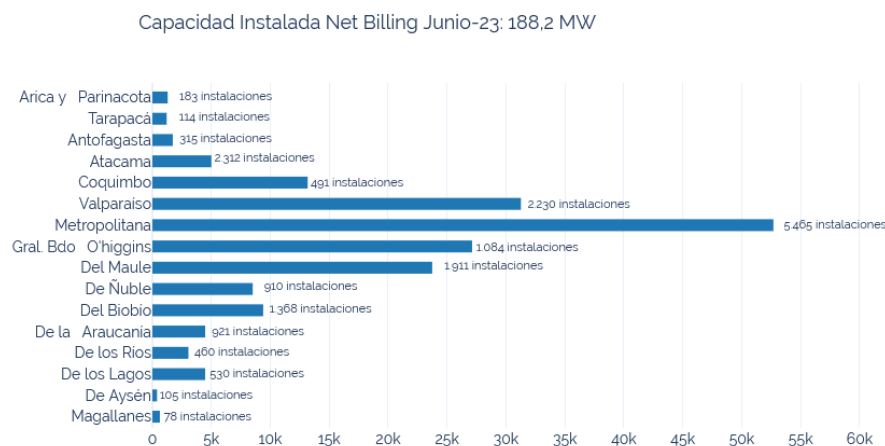


Figura 2.16: Capacidad y cantidad total de instalaciones Net Billing, Junio 2023. Fuente: acera.cl [82]

c) Almacenamiento de energía

c.1) Ley 21.505 [83]

Esta ley publicada el día 21 de noviembre de 2022 busca fomentar la inclusión de ERNC en la matriz energética nacional, mediante almacenamiento de energía y electromovilidad. Como fue notado en la descripción de las leyes 20.517 y 21.118, la energía inyectada a la red por sistemas de almacenamiento ahora también es considerada al calcular el descuento a la factura mensual. La ley en cuestión contempla puntos importantes como la interacción de VE con la red, habilitando a los sistemas de baterías propios de los VE a conectarse a la red de distribución para inyectar energía, siendo consideradas como “baterías móviles”, además se logra impulsar la compra de VE mediante la rebaja en el costo de permiso de circulación, definiendo una exención del pago del impuesto anual de este permiso por dos años. Esta ley va de la mano con una estrategia nacional de electromovilidad, en la figura 2.17 se pueden ver algunas metas propuestas. Concerniente a sistemas de almacenamiento puros (que no estén asociados a centrales de generación), se les da la facultad de recibir pagos por energía en el mercado de generación del SEN, habilitando la remuneración correspondiente, así garantizando que la energía generada por ERNC como solar o eólica sea mejor aprovechada en horarios de escasa generación.



Figura 2.17: Esquema representativo de estrategia nacional de electromovilidad hacia el año 2050.

Fuente: Estrategia nacional de electromovilidad

Esta ley se encuentra actualmente esperando la redacción del reglamento correspondiente para poder ser implementada a más tardar en noviembre del presente año.

2.8.2. Caso español

a) Potencial energía fotovoltaica

El potencial de energía que se puede generar mediante el recurso solar en Chile es de los más altos del continente, sobre todo en la zona norte, análogamente España cuenta con uno de los mayores potenciales de generación fotovoltaica dentro de su continente, esto se puede reconocer en la figura 2.18:

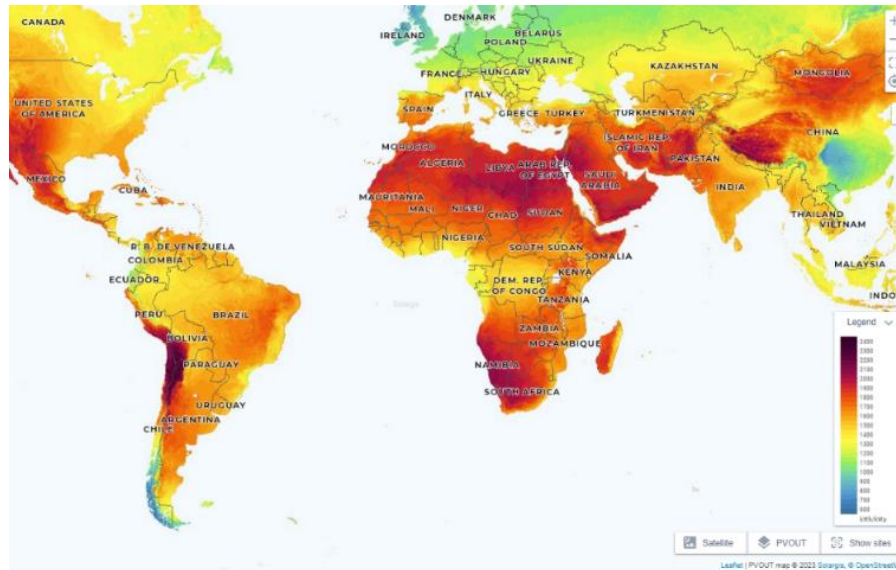


Figura 2.18: Potencial de generación eléctrica fotovoltaica alrededor del mundo. Fuente: globalsolaratlas [84]

Se nota una diferencia clara en que la radiación presente en España está mucho más distribuida en todo su territorio, lo que ha llevado a lograr un desarrollo importante respecto a GD, contribuyendo a situar a España como uno de los mercados fotovoltaicos más grandes de su continente, expuesto en la figura 2.19:

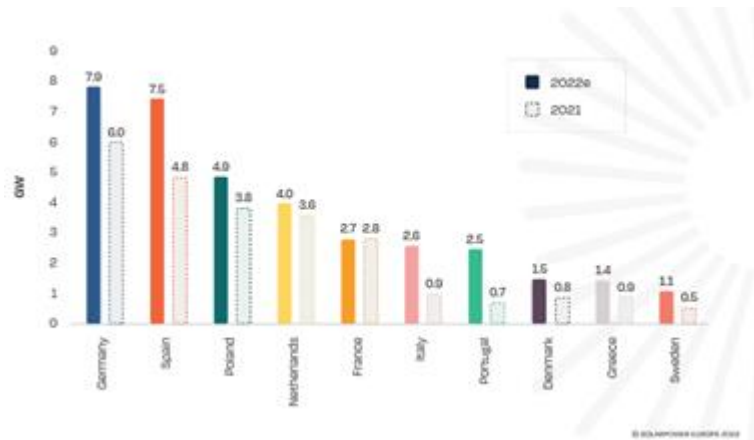
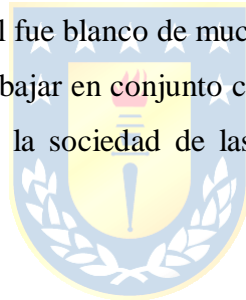


Figura 2.19: Top 10 mercados solares europeos. Fuente: SolarPowerEurope [85]

Resulta interesante conocer las distintas regulaciones y normativas aplicadas en este país, para entender como han condicionado la penetración de los sistemas de generación fotovoltaica para autoconsumo en la matriz energética.

Dentro de los principales retos que se han identificado en [85] para poder lograr las ambiciones a nivel de planificación del gobierno español, se ha encontrado que: los procedimientos para permitir la operación de proyectos solares a distintas escalas son demasiado estrictos respecto a las fechas límite, lo que pone presión tanto a las autoridades como a los dueños de los sistemas generadores, otro punto que ha sido un problema es que los requerimientos exigidos por las municipalidades en distintas regiones del país son distintos, no existe un procedimiento estandarizado, lo que a veces puede resultar en esperas muy largas para poner en marcha los proyectos derivando en que los posibles prosumidores pierdan interés en seguir con el proceso de instalación. La visión que la sociedad española ha tenido respecto al autoconsumo mediante paneles fotovoltaicos ha estado un poco dividida, esto debido a algunas no muy buenas normas instauradas en el pasado como el impuesto al sol (el cual será explicado en el próximo párrafo), el cual fue blanco de muchas críticas, si bien esta norma ya no está activa es muy importante informar y trabajar en conjunto con los medios de comunicación, como se expone en [86], para hacer entender a la sociedad de las ventajas que las legislaciones actuales representan.



b) Autoconsumo

Resultan muy relevantes los objetivos que la unión europea ha propuesto la última década, ya que estos condicionan fuertemente la legislación nacional limitando la operación de estos sistemas. Un ejemplo de esto es la derogación del llamado impuesto al sol, este dictaba que los usuarios capaces de auto consumir su energía generada mediante paneles fotovoltaicos (con una potencia conectada mayor a 10 kW) debían pagar un cargo extra solo por estar conectados a la red de distribución, el principal argumento dado por las autoridades a favor era que estos usuarios utilizarían igualmente las instalaciones de distribución recibiendo energía en horarios en que los paneles no eran capaces de generar, por lo tanto debían financiar la operación del sistema igual que cualquier otro consumidor, a pesar de depender menos de la red. El año 2018 la unión europea llegó un acuerdo en el cual se comprometía que para el año 2030 al menos el 32% de la energía consumida debía tener su origen en fuentes renovables (actualmente se encuentra en estudio subir este porcentaje a un 45%) [87], el impuesto al sol en vez de fomentar el autoconsumo para poder aportar a este objetivo, frenaba la

proliferación de estos sistemas. Esta fue una de las grandes razones por la cual el impuesto fue derogado el año 2018, mediante el Real Decreto-ley 15/2018, incentivando distintas normas entre las que se destaca el RD 244/2019, siendo actualmente el que regula las condiciones técnicas, administrativas y económicas del auto consumo, simplificando trámites, definiendo que las instalaciones con potencias menores a 10 kW no deben pedir permisos a la compañía eléctrica para instalación de sistemas de autoconsumo, se permite la compensación y venta de excedentes de energía (esto no estaba contemplado mientras el impuesto al sol seguía activo), se aprobó el autoconsumo colectivo, dando la posibilidad de compartir entre varios clientes una instalación fotovoltaica y además se permiten sistemas de almacenamiento acopladas a sistemas fotovoltaicos. [88] [89] [90]. Se puede ver en la figura 2.20 que desde el año 2018 el crecimiento en instalaciones de autoconsumo fotovoltaico se elevó mucho sobre todo en instalaciones industriales, esto comprueba que los cambios regulatorios han impactado positivamente en la penetración de estos sistemas llegando a cumplir tempranamente, según proyecciones, las metas propuestas para el año 2030, como se ve en la figura 2.21:

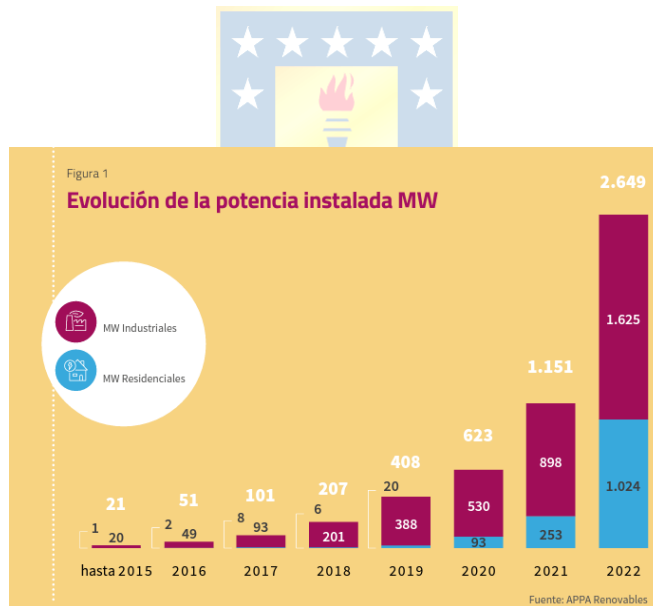


Figura 2.20: Evolución anual de potencia instala por GD en España. Fuente: I Informe anual del autoconsumo fotovoltaico 2022 [91]

Potencia instalada y proyecciones de autoconsumo solar

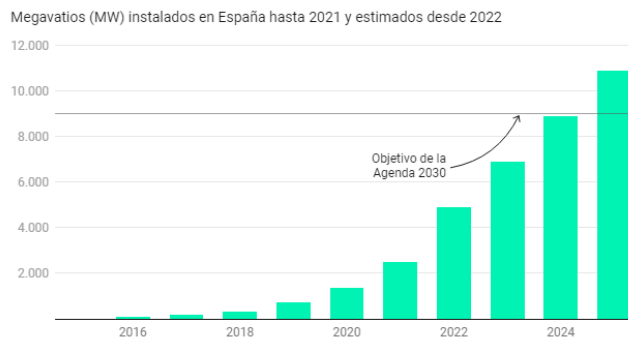


Figura 2.21: Potencia presente por año para autoconsumo solar y proyección hacia 2025. Fuente: newtral.es [92]

Existen tres modalidades de autoconsumo reflejadas en la legislación actual [90]: autoconsumo sin excedentes, autoconsumo con excedentes acogidos a compensación (los cuales tienen dos opciones, vender excedentes en el pool o compensar mensualmente excedentes, mediante la valoración de la energía horaria excedentaria) y autoconsumo con excedentes no acogido a compensación (deben vender sus excedentes en el mercado). Definiendo así distintos requisitos técnicos para cada tipo de instalación.

c) Sector de comercialización

Desde el año 1997 con la promulgación de la Ley del sector eléctrico 54/1997, se ha ido liberalizando de a poco la actividad de comercialización, dando la opción a los consumidores a elegir entre una tarifa en el mercado regulado o mercado libre, estableciendo un mercado de energía para esta actividad y disminuyendo gradualmente la participación del estado en la gestión del sistema eléctrico. Las actividades correspondientes a transporte y distribución son reguladas por el estado, reconocidas como monopolios naturales por el gobierno, en cambio, las actividades de comercialización y generación se desarrollan mediante libre competencia en el mercado. La primera década en la que la Ley 54/1997 estuvo activa, se llegó a la conclusión de que la competencia dentro del sector debía mejorar, ya que una gran parte de los clientes aún permanecía bajo tarifas reguladas por el gobierno [93], dando fruto a la vigente Ley 24/2013, la cual mejora el acceso de información a los clientes finales, se aumenta la competencia en los comercializadores de referencia y se facilita el cambio de proceso de comercializador, en este último punto hubo un cambio importante, eliminando la Oficina de Cambios de Suministrador traspasando las correspondientes funciones a un organismo que ahora es independiente del gobierno llamado Comisión Nacional de los Mercados y la

Competencia [94]. Existen dos tipos de comercializadores: Comercializadores de mercado libre y comercializadores de referencia, los primeros pueden vender energía a cualquier tipo de cliente, sea pequeño (menor a 10 kW) o grande (mayor a 10 kW) mediante un contrato aceptado por las dos partes, y el segundo tipo solo puede mantener contratos con clientes con una potencia menor a 10 kW y conectados a la red de BT, este último grupo debe ofrecer dos opciones: tarifas a un precio fijo regulado, o un contrato de 12 meses con un precio fijado por una comercializadora de referencia (el precio máximo a cobrar por esta comercializadora es determinado por el estado)[95].

El año 2019 la CNMC reportó que: tres de cada cuatro hogares españoles no conocen la diferencia entre el mercado libre y el regulado, y que seis de cada diez no saben qué tipo de suministro tienen contratado [95].

d) Costos de energía

El proceso de valorización de la venta de energía a las comercializadoras se da de la siguiente manera: A las 12:00 todos los días, tiene lugar el mercado diario llamado “pool”, donde las empresas a partir de previsiones de consumo de sus clientes, realizan sus ofertas para comprar energía a las generadoras, diferenciando el precio según la hora del día siguiente, una vez hechas las ofertas se ordenan de mayor a menor en una curva de oferta, análogamente las generadoras en este mismo gráfico ordenan de menor a mayor sus ofertas de venta para los distintos horarios en una curva de generación, el punto de intersección de estas dos curvas se llama punto de casación, el cual define el valor al cual será vendida la energía. La gran ventaja de este tipo de venta y compra de energía es que las generadoras que sean capaces de ofrecer energía a un precio menor al definido por el punto de casación, verán una ganancia, y como es sabido, las fuentes de ERNC tienen costos marginales menores a las centrales convencionales, logrando aumentar su presencia en la matriz energética [96].

2.8.3. Comentarios del contraste chileno-español

Una de las razones por la cual elegir a España como mercado de referencia, es que al igual que nuestro país, tiene un gran potencial en generación fotovoltaica que no ha sido aprovechado del todo, considerando que países como Brasil o Alemania en sus respectivos continentes, son los que más han integrado este tipo de generación en su matriz. Los cambios regulatorios que se han presentado respecto a GD y autoconsumo, se reflejan en el aumento de estos sistemas. Las condiciones de

operación de los dos sistemas eléctricos difieren mucho en cuanto a la compra y venta de energía, con la diferenciación del segmento de distribución y comercialización en España. En Chile es inminente la creación del segmento de comercialización mediante la Ley de Portabilidad Eléctrica, y si tenemos en cuenta que actualmente existe un monopolio dentro del sector de distribución es muy probable que esto se replique en el sector comercialización, ya que como pasa en España, los grandes grupos que controlan ambos sectores son los que tienen los medios para poder crear sociedades influyentes en las dos áreas, esto se puede confirmar con los datos en la figura 2.22:

COMERCIALIZADORES MERCADO LIBRE	SEGMENTO DE MERCADO			TOTAL
	DOMÉSTICO	PYME	INDUSTRIAL	
GRUPO IBERDROLA	36,1%	24,3%	32,7%	35,6%
GRUPO ENDESA	29,6%	24,1%	21,5%	29,3%
GRUPO NATURGY	11,0%	10,5%	8,8%	11,0%
GRUPO EDP	5,2%	2,0%	5,0%	5,0%
REPSOL COM. DE ELECTRICIDAD Y GAS	3,4%	2,6%	1,5%	3,4%
Subtotal 5 grupos comercializadores principales	85,3%	63,5%	69,5%	84,3%
CIDE HC ENERGÍA	2,2%	0,7%	1,0%	2,1%
FENIE ENERGÍA	2,0%	3,5%	2,6%	2,0%
GRUPO AUDAX RENOVABLES	0,9%	4,6%	2,9%	1,0%
HOLALUZ - CLIDOM	1,0%	1,3%	0,3%	1,0%
ALDRO ENERGÍA Y SOLUCIONES	0,7%	4,6%	2,9%	0,8%
ALTERNA OPERADOR INTEGRAL	0,7%	0,3%	0,1%	0,7%
SOM ENERGÍA	0,6%	0,3%	0,1%	0,6%
ENÉRGYA VM GESTIÓN DE ENERGÍA	0,4%	1,2%	2,0%	0,5%
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA CÁDIZ	0,3%	0,2%	0,0%	0,3%
RESTO COMERCIALIZADORES INDEPENDIENTES	5,9%	19,7%	18,4%	6,6%
Subtotal comercializadores independientes	14,7%	36,5%	30,5%	15,7%
Total mercado libre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Figura 2.22: Nivel de presencia en el mercado de distintas empresas comercializadoras en España, por segmento. Fuente: Actividad de Comercialización de Electricidad en España [97]

Los 5 principales grupos que concentran el segmento de mercado de comercialización, también cuentan con empresas ligadas a distribución. Se torna muy importante facilitar el ingreso al mercado a las comercializadoras menores mediante la regulación pertinente desde el inicio de la promulgación de la Ley de Portabilidad Eléctrica, para así no replicar la falta de competencia que se dio los primeros años en España, lo que desembocó en malas prácticas que han terminado en multas para los grandes grupos. El sistema de compra y venta de energía español denominado “pool” presenta ventajas al momento de incorporar sistemas de generación que tengan costos marginales menores siendo capaces de ofrecer su energía a bajo costo, esto significa ganancias para las generadoras, pero puede que las comercializadoras nuevas con un poder económico más bajo, no sean capaces de poder pagar el precio establecido por el punto de casación, lo que puede ser una de las causas que ha influido en que las comercializadoras independientes aún después de 10 años de la liberalización del sector, no representen más del 20% del mercado.

Otro gran problema que se ha notado, es la falta de información o interés que los consumidores residenciales tienen acerca del mercado, lo que converge en que no se están aprovechando de la mejor manera las ventajas que presentan las tarifas ofrecidas, las cuales mediante estrategias como uso de discriminación horaria, fomento de GD mediante ERNC, ayuda a implementación de sistemas de almacenamiento o favorecer carga y descarga de VE, pueden significar una gran rebaja al precio a pagar por energía sin modificar necesariamente el comportamiento del usuario. Como dato es interesante notar que al año 2020 las tarifas con discriminación horaria en dos bloques tienen un valor promedio un 31,7% menor a los usuarios acogidos a tarifas planas [97]. Por todo esto es importante el trabajo conjunto entre los medios de comunicación y el estado, para poder no solo informar a los clientes que habrá un cambio en el funcionamiento del sistema, sino que hacerles entender cómo se verá esto reflejado en su día a día.



3. Metodología de trabajo

3.1. Descripción del capítulo

Con el fin de poder comprobar o refutar la hipótesis de trabajo planteada en el capítulo 1, mediante DigSilent PowerFactory 2023 se simula un sistema de distribución real en MT correspondiente al alimentador Antumalal en la ciudad de Pucón, en el cual se implementa GD por PV en distintos niveles de penetración en la red, estos irán acompañados de sistemas de almacenamiento de energía representados por baterías de ion-litio, el dimensionamiento de estos sistemas se presenta en este capítulo respetando un nivel de potencia y consumo residencial, lo que modela el comportamiento del alimentador. La adición de estas tecnologías lleva consigo la definición de perfiles de generación para los paneles, perfiles de demanda para cargas consideradas residenciales y no residenciales, bandas horarias de carga y descarga para baterías logrando definir distintos escenarios de operación bajo la combinación de estas condiciones junto con la presencia de tarifas que afectarán la carga y descarga del almacenamiento.

3.2. Software DigSilent PowerFactory 2023

DIgSILENT PowerFactory es un software ampliamente utilizado para el análisis de sistemas eléctricos tanto en sector de distribución como en generación y transmisión. Dentro de las herramientas ofrecidas por este programa se encuentra la capacidad de realizar estudios de flujos de carga, lo cual corresponde a un análisis numérico a un sistema de potencia mediante el método Newton-Raphson, que gracias a sus resultados permite obtener valores como voltaje en nodos, pérdidas de potencia activa en líneas y/o transformadores, exigencia a la infraestructura y potencia activa y/o reactiva fluyendo por líneas. La versión base de este software permite realizar esto para un instante, entregando resultados para solo un punto en el tiempo, por lo que la adición de un módulo extra llamado “Quasi-Dynamic Simulation” permite definir un rango horario para el cual se realizará más de un flujo de potencia los cuales corresponden al cálculo en distintos puntos en el tiempo definidos por el usuario, logrando visualizar el comportamiento a través del tiempo de las variables a estudiar. En este trabajo se realizarán dos simulaciones por escenario definido, una para el día 15 de enero de 2023 y otra para el 15 de julio de 2023, en ambas se realizarán 96 cálculos de flujo de potencia

correspondiente al cálculo cada 15 minutos, como se puede ver ejemplificado en la figura 3.1, lo cual entregará resultados que en su conjunto representan el comportamiento en el día completo.

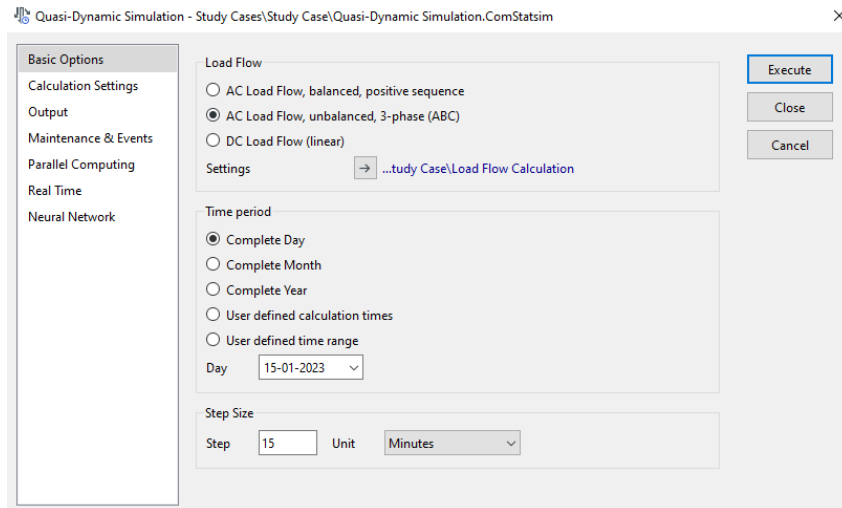


Figura 3.1: Características de flujos de potencia a calcular

3.3. Descripción de red de estudio

La red real de MT a utilizar para el estudio, facilitada por la empresa CGE, corresponde a la referida al alimentador Antumalal, la cual es parte de la red de distribución de la comuna de Pucón, Chile, en la figura 3.2 se puede ver el emplazamiento físico de la red:

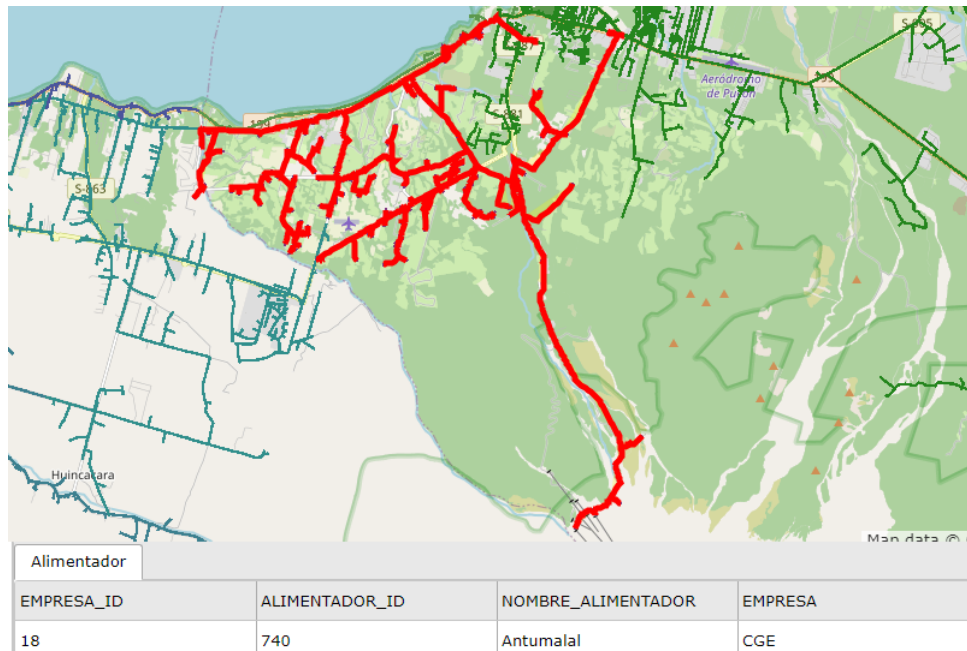


Figura 3.2: Representación geográfica real del alimentador Antumalal. Fuente: Gis Eléctrico [98]

Entre los datos entregados en el archivo se encuentran tipos de cargas y potencias en las que se encontraban operando al momento de la creación del archivo, capacidades, longitudes y tipos de líneas, potencia de transformadores, ubicación de nodos de conexión, nivel de tensión de distribución (23 kV) y coordenadas geográficas de la zona (latitud: -39,32733 deg, longitud: -72,01782 deg). De estos datos se pudo ver que hay un gran porcentaje de cargas que pueden ser consideradas como residenciales. En el anexo A se exponen los niveles de potencia conectada correspondiente a todas las cargas.

3.4. Modificaciones a red original

3.4.1. Tipos de cargas

Para lograr simular el comportamiento de la red en un rango de tiempo, y no solamente en un instante determinado, las potencias entregadas se asumirán como potencia conectada al nodo de carga, la cual será manipulada bajo distintos perfiles de demanda que se explicarán en la sección 3.4.2.

Originalmente la conexión interna de cada una de las cargas era tipo trifásico en Delta, ya que estas corresponden al lado de MT de cada transformador, pero dado que el enfoque del trabajo depende

de la instalación de GD y almacenamiento de energía en cargas residenciales (las cuales en nuestro país no sobrepasan los 10 kW y trabajan en BT), esta conexión se ha cambiado por tipo Estrella aterrizado, dado que los transformadores de distribución MT/BT más utilizados en sectores residenciales son del tipo Delta/Estrella, energizando construcciones domiciliarias mediante el voltaje fase-neutro presente en el secundario del transformador. El nivel de tensión de trabajo se mantiene en 23 kV.

Se definen tres tipos de carga (TypLod) para toda carga con una potencia conectada menor a 30 kW, con el fin de adecuar la red:

Cargas 1PH: Cargas con una potencia menor a 10 kW, con tecnología 1 PH PH-E

Cargas 2PH: Cargas con una potencia mayor o igual a 10 kW y menor a 20 kW, con tecnología 2PH PH-E

Cargas 3PH: Cargas con una potencia mayor o igual a 20 kW y menor a 30 kW, con tecnología 3PH PH-E

Los cambios en el tipo de tecnología de conexión de cargas son justificados de la siguiente manera: Tomando en cuenta que las líneas son trifásicas, se energizan las cargas aprovechando la función del programa DigSilent que permite dividir la potencia total de la carga en las distintas fases, así se logra separar la potencia total que se demanda, respetando un límite de 10 kW en casa fase para poder considerar al cliente final como residencial. Una figura representativa de esta conexión utilizada en el programa, se presenta en el anexo B. Además de la caracterización realizada para las cargas menores a 30 kW, se define otro tipo de carga: Cargas 3PH COM, con conexión 3PH PH-E, las cuales cuentan con una potencia conectada entre 30 y 50 kW, esto se puede entender teniendo en cuenta que existen puntos de conexión de mayor potencia a los cuales se puede conectar una mayor cantidad de clientes modelados como residenciales, sobre todo en Pucón que es una comuna turística en la cual existen complejos habitacionales y condominios que agrupan clientes con un comportamiento similar. Las cargas restantes, con una potencia conectada entre 60 y 170 kW, no serán consideradas como residenciales.

Los tipos de carga definidos para cada una son presentados en el Anexo A, junto con las características técnicas de las líneas de distribución, las cuales no fueron modificadas.

3.4.2. Perfil de demanda en cargas

En la sección 3.4.1 se presentaron los distintos tipos de cargas definidas para las simulaciones, se pudo ver que hay un 95% de las cargas en el alimentador que serán modeladas como residenciales, lo que corresponde a un 67,7% de la potencia conectada total correspondiente a cargas. El perfil de demanda con el cual trabaja cada una de las cargas es la principal característica que define su operación, por lo que para lograr un comportamiento de la red cercano a la realidad se deben aplicar perfiles de demanda que representen fielmente la conducta de distintos tipos de clientes. Si bien en nuestro país se puede encontrar el perfil de demanda nacional para cualquier día del año en la página web del coordinador eléctrico nacional [72], esto no entrega una diferenciación en la forma de la curva de demanda asociada a cierto tipo de cliente. Existen fuentes informáticas como [99] y Load Profile Generator [100], software que permite simular perfil de demanda eléctrica para un hogar tomando en cuenta factores como dispositivos electrodomésticos, tecnologías de generación o electromovilidad, y sus respectivos consumos, pero los resultados entregados por estas fuentes se ven condicionados por las características geográficas y climáticas del lugar donde fueron desarrollados, por lo que debido a la dificultad que existe para conseguir perfiles de demanda reales aplicables a la zona de estudio, es pertinente utilizar curvas estándar calculadas por fuentes confiables como las que presenta la organización alemana BDEW para distintos tipos de usuarios, la descripción de cada tipo de curva se presenta en la tabla 3.1:

Tabla 3.1: Descripción de curvas de demanda estándar entregadas por BDEW

Tipo de curva de demanda	Descripción
G0	Curva promedio entre curvas G1-G6
G1	Negocios en día de semana, 8:00 a 18:00
G2	Negocios con consumo elevado en horas de la tarde
G3	Empresas con consumo parejo a lo largo del día
G4	Tiendas generales
G5	Panaderías o pastelerías
G6	Lugares que operan solo fines de semana
G7	Estación transmisora de telefonía móvil
L0	Curva promedio entre curvas L1-L2
L1	Granjas con ganadería y productos lácteos
L2	Otras granjas
H0	Consumo residencial

Todas las cargas consideradas como residenciales trabajarán con una curva de demanda del tipo H0, mientras que a las cargas restantes se les aplicará la curva G0, tanto para el mes de Enero (verano) y el mes de Julio (invierno), como se puede ver en las figuras 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6:

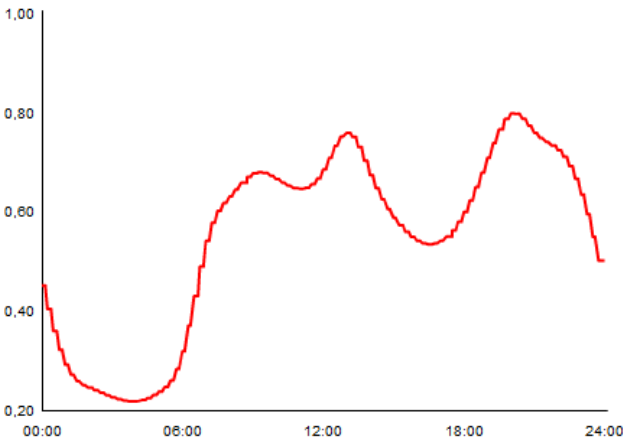


Figura 3.3: Perfil de demanda H0 (día de semana) para el mes de Enero

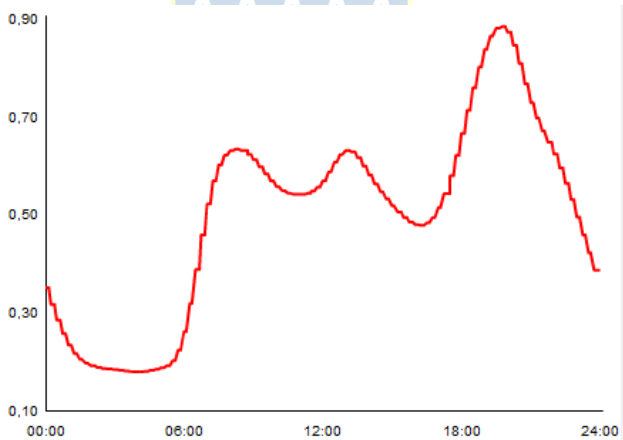


Figura 3.4: Perfil de demanda H0 (día de semana) para el mes de Julio

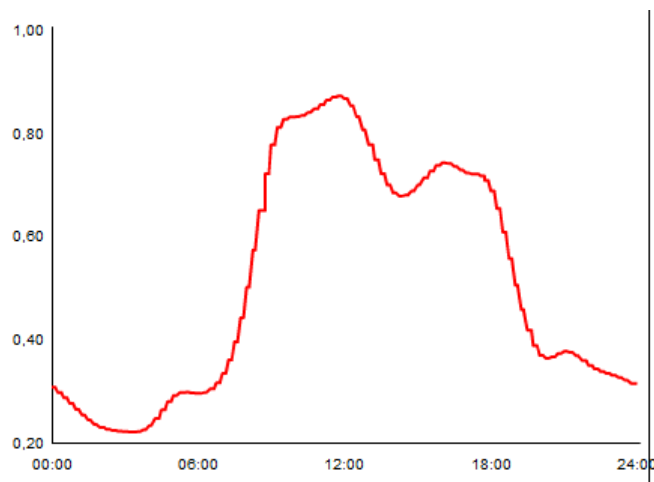


Figura 3.5: Perfil de demanda G0 (día de semana) para el mes de Enero

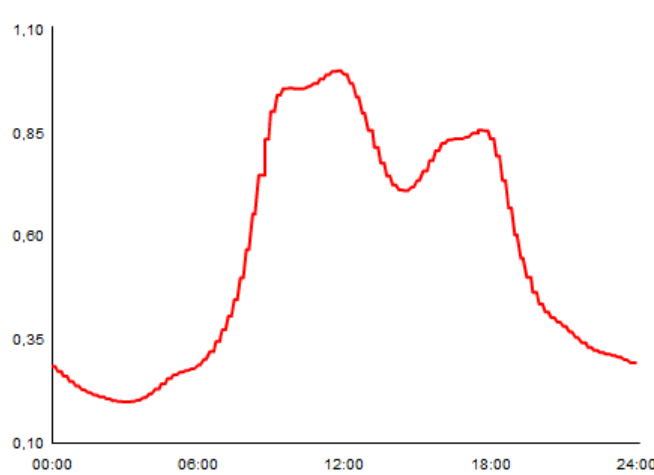



Figura 3.6: Perfil de demanda G0 (día de semana) para el mes de Julio

Los perfiles de demanda a utilizar fueron calculados con mediciones reales hechas en distintos hogares de Alemania y representados en valores relativos, esto actualizado al año 2021. La forma de la curva H0 representa el comportamiento de un cliente residencial, pero para aplicar esto en nuestro país hay que tener en cuenta el nivel de consumo energético que presenta por vivienda nuestro país comparado con el de Alemania. Para el año 2021 según los datos entregados por CNE el consumo promedio de una vivienda chilena fue de aproximadamente 180 kWh al mes o 6 kWh al día, en Alemania un hogar promedio consume aproximadamente 3190 kWh al año [101] o bien 8,8 kWh al día, por lo que para aproximar el consumo chileno a partir de las potencias conectadas en la red y las curvas de demanda de BDEW, se multiplican estas curvas por un factor de 0,6.

3.4.3. Paneles solares por carga

El nivel de presencia de generación fotovoltaica en cada escenario tiene un rol muy importante, ya que en cada carga considerada como residencial se instalarán PV que dependiendo del escenario en estudio se encontrarán activos o inactivos.

El software DigSilent entrega al usuario la capacidad de modelar los PV de acuerdo a dos opciones: Solar calculation y active power, entre estas dos la opción más adecuada para simular en condiciones lo más cercanas a la realidad posible es la de solar calculation, ya que en esta se define un tipo de panel que opera según las coordenadas geográficas integradas en el archivo, lo que influye directamente en la radiación incidente en esta zona, definiendo así automáticamente los perfiles de generación de los paneles de acuerdo al dimensionamiento y a las distintas condiciones climáticas a lo largo del año. Se debe además integrar las características técnicas de los paneles, para lo cual se toma como referencia un PV modelo presente en el mercado (RSM 150-8-485M-510M), el cual cumple con estándares utilizados mundialmente, en la figura 3.7 se pueden ver las características de operación, las cuales son implementadas en cada uno de los paneles a agregar en las cargas de la red.



MECHANICAL DATA						
Solar cells	Monocrystalline					
Cell configuration	150 cells (5×15+5×15)					
Module dimensions	2220×1102×35mm					
Weight	27±1kg					
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass					
Substrate	White Back-sheet					
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color					
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes					
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)350mm (Connector Included)					
Connector	Risen Twinseal PV-SY02, IP68					
ELECTRICAL DATA (STC)						
Model Number	RSM150-8-485M	RSM150-8-490M	RSM150-8-495M	RSM150-8-500M	RSM150-8-505M	RSM150-8-510M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	485	490	495	500	505	510
Open Circuit Voltage-Voc(V)	50.35	50.57	50.79	51.01	51.23	51.45
Short Circuit Current-Isc(A)	12.25	12.32	12.39	12.46	12.53	12.60
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	42.22	42.44	42.66	42.88	43.10	43.32
Maximum Power Current-Imp(A)	11.50	11.56	11.62	11.68	11.74	11.80
Module Efficiency (%) *	19.8	20.0	20.2	20.4	20.6	20.8

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Figura 3.7: Características mecánicas y eléctricas del panel solar a utilizar como modelo. Fuente: [102]

Los parámetros utilizados en todos los paneles fotovoltaicos implementados en el software son expuestos en el Anexo B.

En los distintos escenarios no se verá modificado el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos conectado a cada carga. El consumo diario de las cargas modelará la potencia máxima de los sistemas de PV según la siguiente fórmula:

$$kW_{pico \text{ por sistema fotovoltaico}} = \frac{kWh_{por \text{ carga al día}}}{HSP} \quad (3.1)$$

Donde, $kWh_{por \text{ carga al día}}$: Energía demanda al día por carga.

HSP : Hora solar pico.

Energía demanda al día por carga se calcula sabiendo que el área bajo la curva de la curva de demanda (en kW), corresponde a la energía consumida en un intervalo de tiempo (24 horas), y además los perfiles de demanda BDEW a utilizar han sido calculados en intervalos de 15 minutos cada uno, con un total de 96 puntos para el día completo, por lo que la energía demandada al día por carga se calcula como:

$$kWh_{por \text{ carga al día}} = \frac{\sum(0,6 * x_i * kW_{por \text{ carga}})}{4} \quad (3.2)$$

Donde, x_i : Corresponde al valor relativo de la demanda en horario “i” entregados cada 15 minutos, por los perfiles H0 BDEW.

$kW_{por \text{ carga}}$: Potencia conectada al nodo de carga.

HSP corresponde a un parámetro que representa la cantidad de energía solar por unidad de superficie (1 m²) que se recibiría en un lugar específico suponiendo una irradiancia hipotética de 1000 W/m². Teniendo en cuenta que Pucón es una comuna con una actividad turística elevada en los meses de verano, el dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos se realiza tomando en cuenta las condiciones climáticas y el consumo definido por los perfiles de demanda en esta estación, esto significa además una inversión menor por parte de los usuarios, ya que con paneles de una potencia moderada se logra disminuir la demanda a la red en esta estación de mayor consumo. Se utiliza una HSP de aproximadamente 7,7 lo que es correspondiente al mes de enero, información encontrada gracias a la página web Explorador Solar [72].

La energía demandada diariamente por carga y el dimensionamiento final de los sistemas fotovoltaicos se presentan en el Anexo B.

3.4.4. Almacenamiento de energía por carga mediante baterías Ion-Litio

Al igual que para el caso de los paneles fotovoltaicos, se instalarán baterías en cada una de los nodos de carga, y dependiendo del escenario de operación se activarán o desactivarán.

Dado que los sistemas interactivos con la red presentes en el mercado cuentan, en su mayoría, con baterías del tipo Gel o Ion-Litio y tomando en cuenta la tendencia mundial que existe a favor de estas últimas debido a sus ventajas mencionadas en la sección 2.3, para el desarrollo del trabajo se utilizarán sistemas de almacenamiento local que emulan la operación de baterías Ion-Litio.

Dentro de las características que definen la operación de este tipo de baterías es importante destacar un parámetro llamado tasa de carga/descarga, también conocido como tasa C, esta se refiere a un valor que se utiliza para estimar el tiempo esperado de carga o descarga total de una batería bajo distintas condiciones variables [103], por ejemplo, si una batería con una capacidad de 4,75 kWh, como la mostrada en la figura 3.8, tiene una tasa C recomendada de 0,33C esto significa que en 0,33 horas la batería es capaz de cargarse o descargarse hasta porcentajes recomendados, a una corriente óptima de 54 A, en cambio si le pedimos a la batería que entregue su corriente de carga máxima (180 A), la tasa C cambia a 1C, lo que significa que es capaz de cargarse en 1 hora. Esta tasa de trabajo define la potencia a la que la batería estará entregando o consumiendo energía y además se verá afectada por sistemas de control que puedan programar el horario de carga o descarga del sistema. En baterías de Ion-litio usadas en sistemas interactivos con la red es muy extraño que la tasa C recomendada sea superior a 1C, para este trabajo las simulaciones serán realizadas considerando que la programación de la carga y descarga de las baterías respeta una tasa C óptima de 0,33C, esto significa que en 3 horas las baterías son capaces de cargar y descargar.

Batería de Litio-Ion de 24V 180Ah y derivador Lynx-ion



Batería de Litio-Ion de 24V 180Ah

Baterías de Litio-Ion de 24V 180Ah 4,75kWh	
Tecnología	Fosfato de hierro y litio (LiFePo4)
Tensión nominal	26,4 V
Capacidad nominal	180 Ah
Potencia nominal	4,75 kWh
Peso	55 kg
Ratio potencia/peso	86 Wh/kg
Dimensiones (al x an x p)	625 x 195 x 355 mm
Tensión de corte de la carga a 0,05C	28,8 V
Tensión de corte de descarga	20 V
Corriente de carga/descarga recomendada	54 A (0,3C)
Corriente máxima de carga (1C)	180 A
Corriente máxima de descarga (1,5C)	270 A
Corriente de descarga por pulsación (10s)	1.000 A
Cantidad de ciclos @80% DOD (0,3C)	2000

Figura 3.8: Características eléctricas de batería ejemplo. Fuente: [104]

Hay que tener en cuenta que el cargar y descargar completamente las baterías afecta la vida útil de estas, disminuyendo los ciclos de carga y descarga definidos por el fabricante, por lo que para que esto no suceda hay que respetar un parámetro llamado DoD o profundidad de descarga. Para baterías de litio modernas este valor se encuentra entre 80% y 95%, para una batería con un DoD recomendado máximo de 80% se puede ejemplificar el funcionamiento como: Si la batería tiene una capacidad de 10 kWh, entonces no se debería descargar más la batería cuando la energía almacenada sea menor a su 20% nominal, en este caso 2 kWh, de esta forma no se ve afectada su vida útil. Un DoD más alto significa que se puede utilizar una mayor cantidad de la capacidad de energía nominal que es capaz de almacenar la batería. [105] [106]

El dimensionamiento de las baterías de litio se realiza considerando que el precio de estas aún no permite la masificación de sistemas de almacenamiento con una capacidad muy elevada para sistemas residenciales (lo que se puede comprobar al revisar los sistemas disponibles en el mercado actual, con precios para baterías de litio de baja capacidad que sobrepasan fácilmente un millón de pesos chilenos), análogamente al dimensionamiento de los paneles, se toma en cuenta el consumo en el mes de enero dado por el perfil de demanda de las cargas. Ambas consideraciones se utilizan para lograr un dimensionamiento moderado mediante la siguiente estrategia: El horario en que la potencia demandada alcanza su mayor valor es a las 20:00, en el cual el perfil de demanda relativo aplicado a las cargas residenciales multiplica la potencia presente en la carga por un factor de 0,7983, se asumirá que las baterías tienen una potencia de carga y descarga recomendada igual a la mitad de la potencia demandada en este horario, ya que para todos los nodos de carga este valor coincide con potencias de

carga y descarga típicos de baterías de litio (entre 1 kW y 6 kW), siendo capaces de abastecer una gran parte de la energía demandada entre 19:00 y 21:00. La capacidad aproximada total de cada sistema de baterías conectado por carga está dada por la siguiente fórmula:

$$kWh_{por\ batería} = 1,2 * 3 * \frac{(0,6 * 0,7983 * kW_{por\ carga})}{2} \quad (3.3)$$

Donde, $kW_{por\ carga}$: Potencia conectada al nodo de carga.

El factor de multiplicación 1,2 se debe a que no se utiliza la totalidad de la capacidad nominal de los sistemas de baterías, sino que se respeta un DoD de 80%. La tasa de carga y descarga de 0,33C a utilizar también se ve reflejada en el dimensionamiento, con tres horas en las cuales las baterías son capaces de cargarse y descargarse a un 80% de su capacidad.

Las características y capacidades del almacenamiento implementado en el software, son expuestas en el Anexo B.

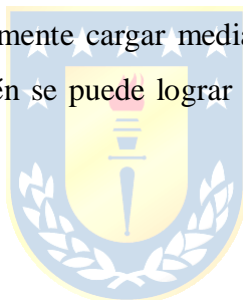


3.5. Definición de modos de operación

Los modos de operación definidos son los que simulan el comportamiento de la red bajo la utilización de SGED, por lo que es muy importante notar que para este trabajo todos los escenarios son determinados bajo un contexto en el cual existe el rol de comercializador, esto quiere decir que la inyección o consumo de energía dada por los horarios de carga y descarga de baterías, se verá condicionada por la gestión de energía realizada por parte de la demanda, la cual se ve influenciada por las restricciones económicas entregadas por tarifas presentes en mercados de comercialización, las que pueden tener características como: discriminación horaria, bonificaciones por inyectar excedentes, tarifas planas o tarifas que fomenten el autoconsumo. Dicho esto, es casi imposible que el 100% de los clientes finales en una red de distribución contraten la misma tarifa, por lo que en cada modo de operación definido se elegirán tarifas distintas para cada tipo de carga, la presencia moderada en la cantidad de tarifas por escenario pretende simular algo que se ha dado en España, esto es que no existe mucha diferencia entre comercializadoras respecto a las ventajas y características que presentan las tarifas ofrecidas, se explica el razonamiento por el cual se eligieron para cada escenario. Se trabaja

con tarifas ofrecidas principalmente por los 5 grandes grupos (reconocidos en la figura 2.22) ya que concentran la mayor parte de consumidores residenciales. A partir de lo dictado en la ley de almacenamiento a finales del año 2022, los sistemas de almacenamiento de energía pueden alimentar la carga a la cual se encuentran conectados, pero también pueden inyectar excedentes a la red análogamente a los paneles fotovoltaicos, por lo que el rol que tendrán estos sistemas en las simulaciones a realizar es muy importante tomando en cuenta que es posible tener ganancias económicas cuando la potencia de descarga de la batería logre ser superior a la potencia demandada por el hogar.

Para cada escenario se realizan dos simulaciones con el fin de comparar el desempeño de la red en distintas condiciones climáticas, esta diferenciación se hará de acuerdo a la modificación en los perfiles de demanda en las cargas y al cambio en la energía que son capaces de generar los paneles fotovoltaicos en distintas estaciones del año, se asume que la tarifa contratada por cliente es la misma en todo el año. El comportamiento que se asume mediante la programación de carga y descarga, se puede entender que no busca necesariamente cargar mediante la energía del sol para poder lograr beneficios económicos, sino que también se puede lograr aprovechando las características de cada tarifa.



3.5.1. Escenario 1

Para este modo de operación la penetración de GD residencial es relativamente baja, se considera que los clientes definidos de tipo 1PH, los cuales representan aproximadamente el 20,8% de la potencia conectada total de las cargas en la red, no cuentan ni con sistemas de GD ni almacenamiento de energía, los clientes tipo 2PH cuentan solo con GD y los clientes tipo 3PH cuentan con ambas tecnologías.

Respecto a las bandas horarias de carga y descarga de baterías, se asume que los clientes del tipo 3PH han contratado una tarifa con discriminación horaria que incentiva la venta de excedentes a la red mediante un precio de compra mayor. Basándose en la tarifa llamada “Tarifa solar ahorro” ofrecida por la empresa Repsol, la energía comprada por el usuario disminuye en un 50% desde las 17:00 hasta las 10:00, por lo tanto, una estrategia para aprovechar esta tarifa es la de utilizar horas en las que la energía es más barata y no hay generación fotovoltaica para recargar las baterías, así en el momento en el que sí se puede generar mediante los paneles se aprovecha de vender los excedentes a

un precio mayor en vez de cargar las baterías utilizando este medio, ahora, como la energía ya es más barata para el usuario entre 17:00 y 10:00 (horario donde se encuentra el peak de demanda más alto del día), se puede vender la energía guardada en las baterías en un horario en el cual se sabe que existe una bonificación económica por venta de excedentes, por ejemplo entre 11:00 y 14:00, la implementación en el software de este funcionamiento se realiza escalando la potencia activa de los elementos Static Generator mediante la curva en la figura 3.9:

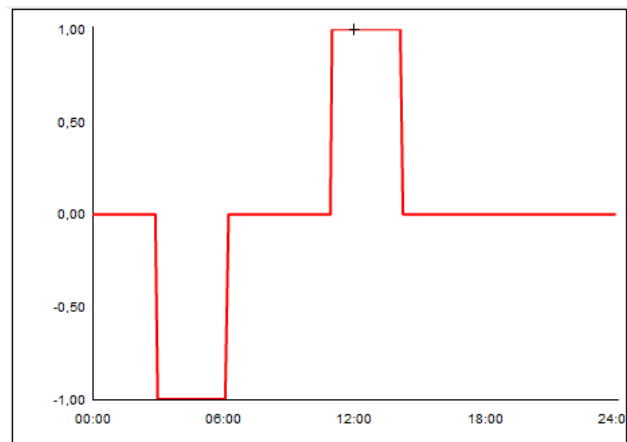


Figura 3.9: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 3PH PH-E, Escenario 1

3.5.2. Escenario 2

Gradualmente, la penetración de GD y sistemas de almacenamiento de energía irán aumentando en los distintos escenarios, en este caso se trabaja con: cargas tipo 1PH no tienen ni GD ni almacenamiento de energía, cargas 2PH cuentan con GD, pero solo las que cuenten con una potencia conectada mayor o igual a 14 kW trabajarán con baterías y finalmente las cargas tipo 3PH operarán con ambas tecnologías.

La carga y descarga de las baterías se verá influenciada en este caso por dos tarifas, la primera corresponde a “Plan Estable”, por Iberdrola, la cual define un precio fijo a pagar por kWh independiente de la hora de consumo, por lo tanto el modo de operación de las baterías se puede definir de modo bastante intuitivo de la siguiente forma: se cargan las baterías aprovechando la energía del sol en el rango horario 11:00 a 14:00 y estas se descargan entre 19:00 y 22:00 compensando así

los elevados precios que se presentan. Esta característica será aplicada a las cargas tipo 2PH, como se ve en la figura 3.10:

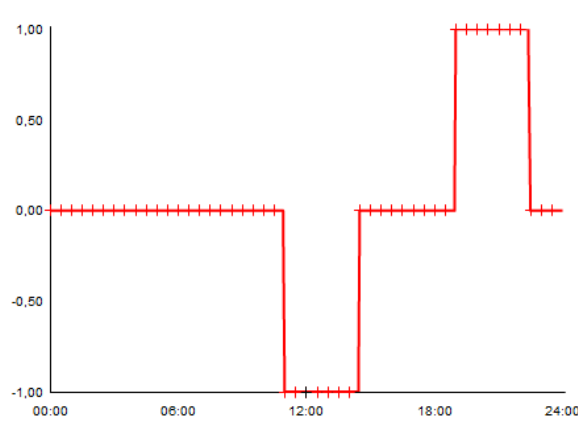


Figura 3.10: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 2PH PH-E, Escenario 2

La segunda tarifa que modifica el comportamiento de las baterías será la basada en “Tarifa tempo happy”, ofrecida por Endesa, la cual entrega la facultad al cliente de elegir dos horas al día en las cuales el consumo será gratis. Si el cliente elige el rango gratuito de energía entre 19:00 y 21:00, se pueden cargar sin costo las baterías por dos horas, pero en este caso se ve afectada la tasa de carga, ya que para poder almacenar la misma cantidad de energía que se descargará en tres horas, la potencia de carga debe subir en un factor de 1,5, como se ve en la figura 3.11. Se define entonces como horario de descarga todo lo que queda de hora punta (21:00 a 00:00), demandado así menos energía a la red.

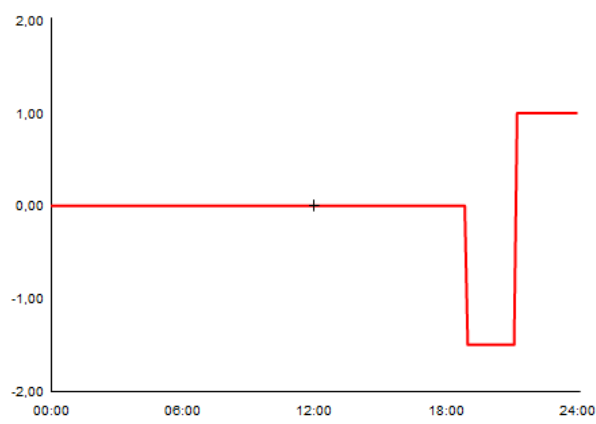


Figura 3.11: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 3PH PH-E, Escenario 2

3.5.3. Escenario 3

La penetración de GD y almacenamiento de energía en este escenario es mayor al anterior, ya que, solo las cargas conectadas con una potencia menor a 8 kW no poseen generación local. Dentro de las cargas tipo 1PH, las que cuenten con una potencia conectada mayor o igual a 8 kW trabajan con GD y sistemas de almacenamiento de energía, ya que para ser residenciales esta potencia es algo elevada comparada con los valores comunes, las cargas tipo 2PH cuya potencia sea mayor o igual a 14 kW también contarán con paneles y baterías igualmente que todas las cargas tipo 3PH.

Para los clientes tipo 1PH se definirá que estos cuentan con un plan basado en la tarifa “Plan elige 8 horas” ofrecida por Iberdrola, la cual da la opción de elegir 8 horas en las que la energía consumida será mucho más barata, por lo que el comportamiento de las baterías conectadas a las cargas tipo 1PH se ve en la figura 3.12:

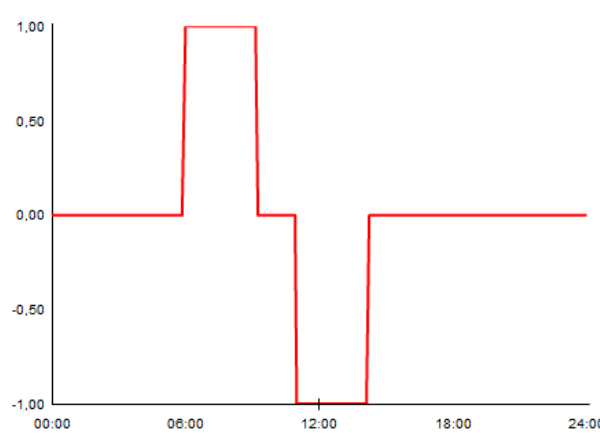


Figura 3.12: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 1PH PH-E, Escenario 3

Se elige el rango horario entre 15:00 y 23:00 para pagar menos por energía, ya que así se evita pagar el precio elevado propio del peak de demanda entre las 19:00 y 22:00, decidiendo descargar las baterías entre las 6:00 y 9:00 rango horario en el cual también existe un peak de demanda debido a que la mayoría de las personas se acaba de levantar y consumen energía para las actividades propias en la preparación de su día, las baterías han sido cargadas entre 11:00 y 14:00 aprovechando el peak de radiación.

En el caso de las cargas tipo 2PH que cuentan con GD, se trabaja entendiendo que estas tienen contratada una tarifa basada en “One luz 3 periodos” ofrecida por la comercializadora Endesa, esta tarifa es de las más comunes de discriminación horaria y define tres rangos horarios:

- Horas valle: son las horas más baratas y van desde las 00.00 hasta las 08.00 los días entre semana, y las 24 horas del día durante sábados, domingos y festivos nacionales.
- Horas llano: son horas de precio moderado y van desde las 08.00 hasta las 10.00, desde las 14.00 hasta las 18.00 y desde las 22.00 a las 00.00.
- Horas punta: son las horas menos baratas y en las que tienes que intentar no consumir mucha electricidad. Van desde las 10.00 hasta las 14.00 y desde las 18.00 hasta las 22.00.

Por lo tanto, el funcionamiento del sistema de almacenamiento se ve caracterizado en la figura 3.13, aprovechando simplemente los precios bajos de energía entre 5:00 y 8:00 para cargar baterías, y sacando ventaja de la generación fotovoltaica entre 9:00 y 17:00 para energizarnos y vender excedentes, de esta forma se disminuye el precio a pagar en el peak existente entre 12:00 y 14:00, finalmente se despacha la energía guardada en el rango horario con la demanda más alta, 19:00 a 22:00.

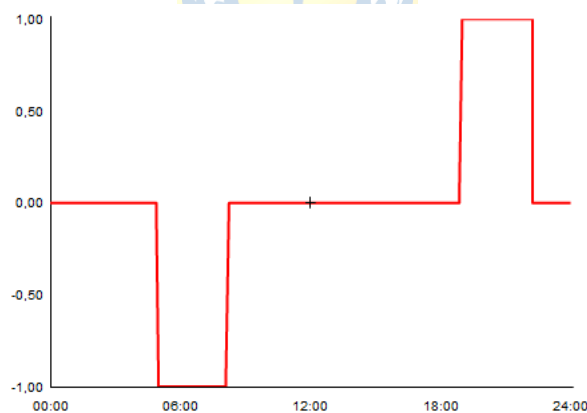


Figura 3.13: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 2PH PH-E, Escenario 3

El modo de operación de las baterías conectadas en las cargas tipo 3PH se verá afectado por una tarifa acorde a la ofrecida por CHC energía “Plan ilumina”, en el cual se definen rangos horarios de la misma forma que en la tarifa “One luz 3 periodos”, pero se asume que las bandas horarias de carga y descarga se modifican como se ve en la figura 3.14:

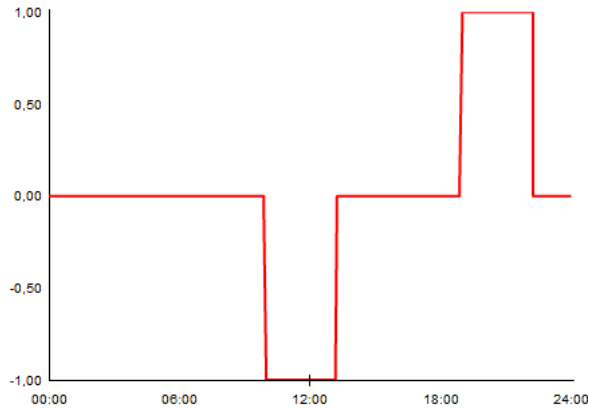


Figura 3.14: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 3PH PH-E, Escenario 3

Este modo de control básicamente aprovecha de cargar las baterías utilizando la radiación entre 10:00 y 13:00, para luego descargarlas en el rango de 19:00 a 22:00.

3.5.4. Escenario 4

En este caso la presencia de ambas tecnologías en la red sigue aumentando, ahora los únicos clientes que no tienen sistemas de generación propia son aquellos definidos tipo 1PH y con una potencia conectada menor a 4 kW, baterías estarán presentes en cargas tipo 1PH con una potencia conectada mayor a 8 kW y también en todas las cargas tipo 2PH y 3PH.

Las bandas de carga y descarga de baterías conectadas en cargas tipo 1PH, se verán influenciadas por la contratación de una tarifa basada en la “Tarifa megawatio index 2.0” ofrecida por la comercializadora española independiente fenie energía, bajo este contrato el precio que pagan los consumidores por energía es igual al precio que se presenta en el mercado mayorista el cual es calculado mediante el “pool” explicado en la sección 2.8.2, teniendo en cuenta que la potencia conectada de este tipo de cliente se encuentra entre los 8 y 10 kW, el consumo mensual tiende a ser más alto, y esta tarifa está destinada a clientes que están atentos a la optimización de su alto consumo, aprovechando las variaciones de mercado. Al igual que para el caso del “Plan Estable” de Iberdrola, la carga de las baterías se dará de forma intuitiva, aprovechando las horas de mayor radiación y precios que no llegan a ser tan altos (11:00 a 14:00), para poder descargarlas en el horario donde el precio de mercado mayorista de la energía es más alto (19:00 a 22:00), comportamiento representado por la figura 3.15:

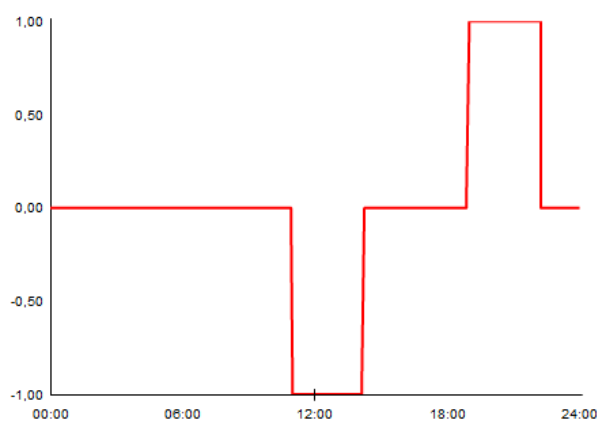


Figura 3.15: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 1PH PH-E, Escenario 4

Los modos de operación para las baterías presentes en las cargas tipo 2PH, están bajo las condiciones que presenta la “Tarifa solar ahorro” de Repsol, de esta se sabe que el cliente cuenta con un precio de energía un 50% menor entre las 17:00 y 10:00, incentivando además la venta de excedentes en horarios donde hay alta radiación, al igual que lo ocurrido en las cargas 3PH en el primer escenario, el modo de operación de las baterías se ve representado en la figura 3.16, cargando baterías en horarios con precios reducidos y sacando provecho de la venta de excedentes generados tanto por los paneles y baterías entre las 11:00 y 14:00.

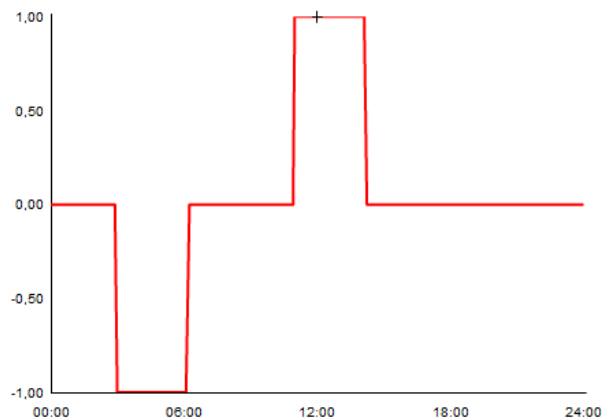


Figura 3.16: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 2PH PH-E, Escenario 4

Finalmente, el almacenamiento de energía conectado en las cargas tipo 3PH, trabajará junto a un cliente que ha contratado una tarifa basada en “Tarifa tempo happy” de Endesa, de la cual se sabe

que existe la opción para que el consumidor elija 2 horas al día en las cuales su energía consumida es gratis. A diferencia del comportamiento del cliente que también contrató esta tarifa en el escenario 2, si definimos que los habitantes en este escenario deciden tener sus horas gratis entre las 19:00 y 21:00, y dejan de consumir mucha energía después de las 21:00, sería inteligente programar las baterías para que esta energía sea despachada en el horario peak de la mañana (7:00 a 10:00). Análogamente al escenario 2, la tasa de carga se ve modificada debido a la capacidad de la batería y a los horarios impuestos, debiendo multiplicar la potencia de carga por un factor de 1,5. El comportamiento de estas baterías es representado en la figura 3.17:

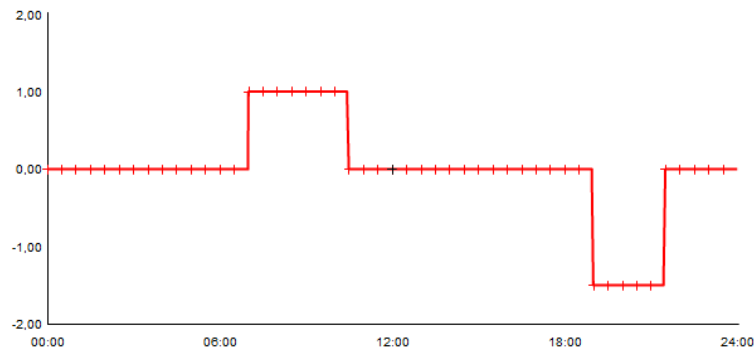


Figura 3.17: Funcionamiento de baterías conectadas en clientes tipo 3PH PH-E, Escenario 4

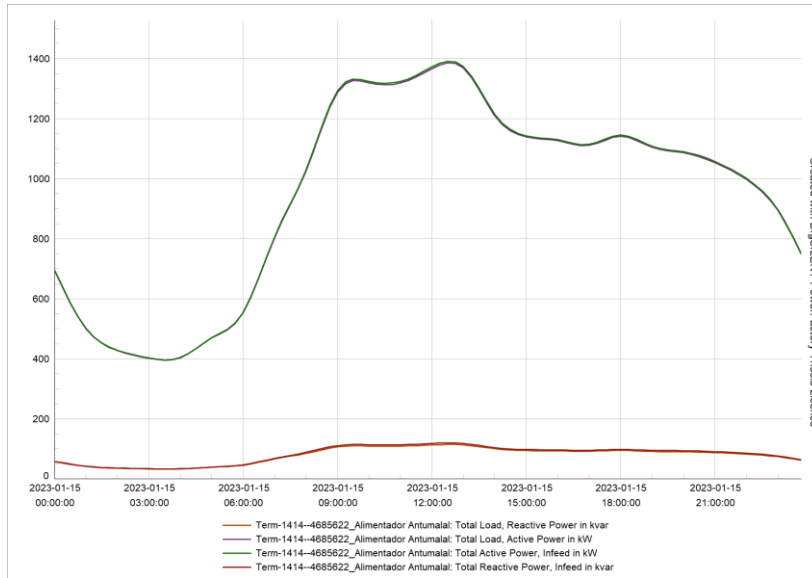


4. Presentación y análisis de resultados

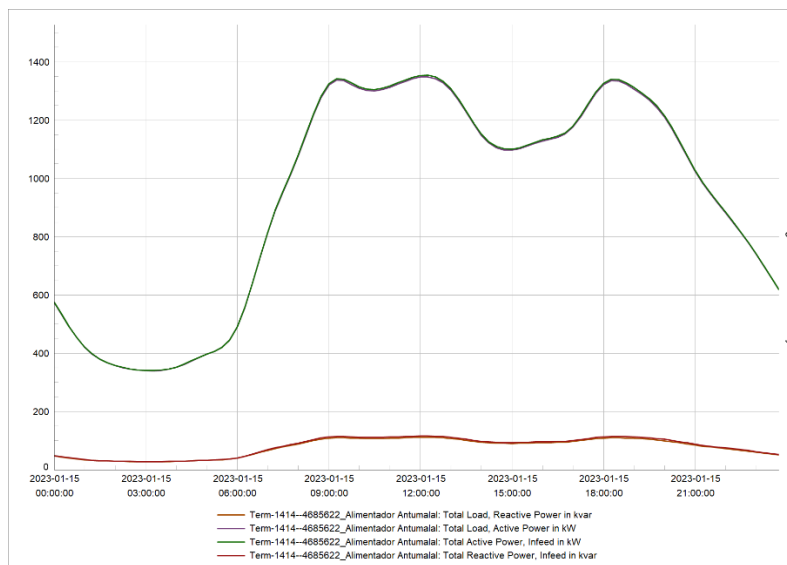
En este capítulo se presentan resultados obtenidos para las simulaciones realizadas en cada escenario para dos días en distintas estaciones del año. Las principales variables a analizar y comparar con el escenario base son: rangos de voltaje presentes en nodos del alimentador, cambios en la curva de demanda a la red (infeed), pérdidas de potencia activa total en las líneas, cambio en la potencia reactiva demandada, nivel de exigencia a inversores conectados a la red y nivel de carga máximo a líneas en horarios de alta demanda. Todas estas variables se obtienen a partir de simulaciones que corresponden a flujos de potencia desbalanceados trifásicos, obteniendo resultados para un día completo al simular en 96 puntos que corresponden a horarios distintos (cada 15 minutos).

4.1. Escenario base

Este escenario sirve como referencia de acuerdo al comportamiento de las variables a estudiar. La potencia total conectada corresponde a la suma de todas las potencias activas conectadas de cada carga, entregando un resultado de 2369,8 kW, y una potencia total reactiva de 195,7 kVAr. Todas las cargas trabajan con un factor de potencia de 0,996 de acuerdo a lo entregado originalmente por el archivo, este valor no cambia según escenario. A partir de los perfiles de demanda a utilizar por carga, según lo definido en la sección 3.4.2, la demanda punta del sistema no se acercará a estos valores de potencia conectada. En la figura 4.1 se puede ver que toda la energía demandada por las cargas proviene del alimentador, los valores Infeed y de potencia de demanda de cargas difieren muy poco debido a las pocas pérdidas presentes en las líneas.



(a)



(b)

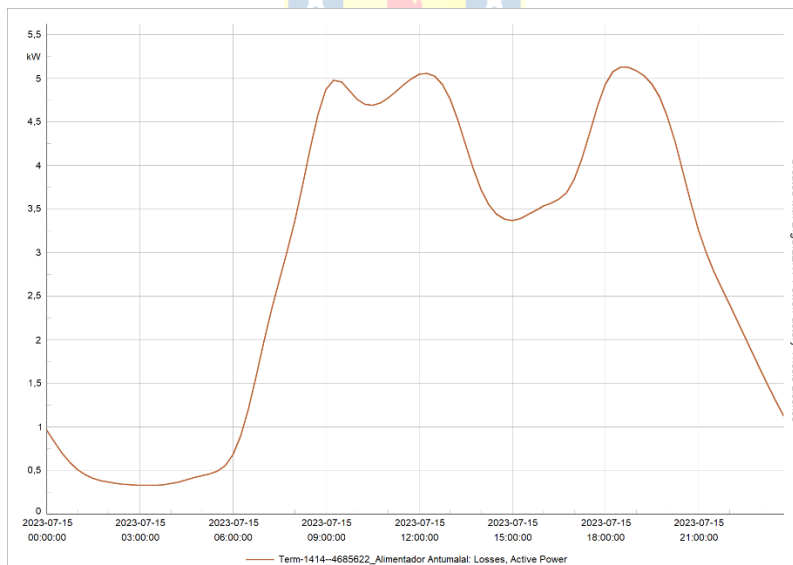
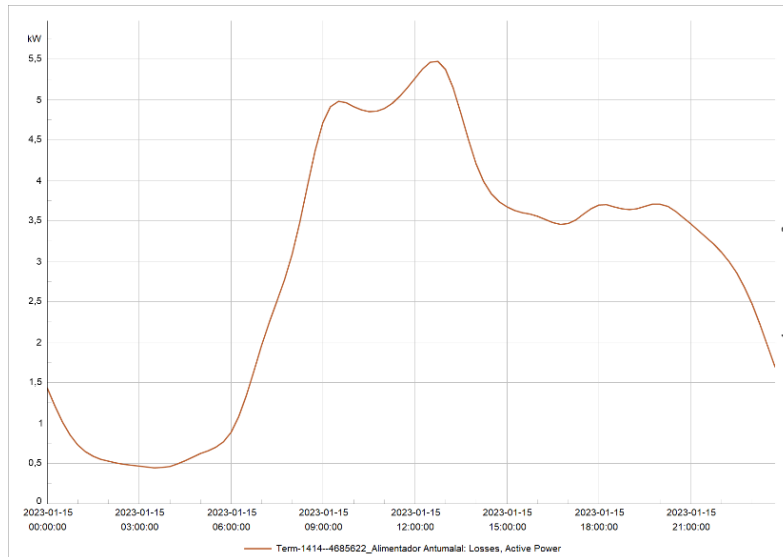
Figura 4.1: Potencias activas/reactivas infeed y cargas totales, escenario base

(a) 15 de enero 2023; **(b)** 15 de Julio 2023

Se puede notar en la figura 4.1 que existen diferencias en las curvas en los distintos meses debido al cambio de los perfiles de demanda en las cargas, principalmente la presencia de un nuevo peak de demanda en invierno, entre las 18:00 y 21:00.

El total de pérdidas de potencia activa para ambos días es poco, pero se logra percibir una diferencia entre sus valores en cada horario como se puede ver en la figura 4.2. Para el caso base esta

diferencia en las magnitudes es casi imperceptible, ya que no existen generadores ni baterías que alteren la cantidad de energía entregada por la red, independiente de la estación.



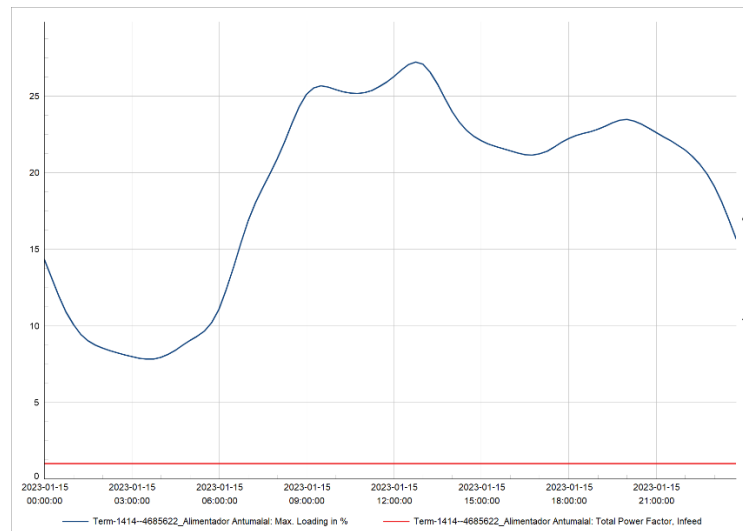
(b)

Figura 4.2: Pérdidas de potencia activa por horario, escenario base

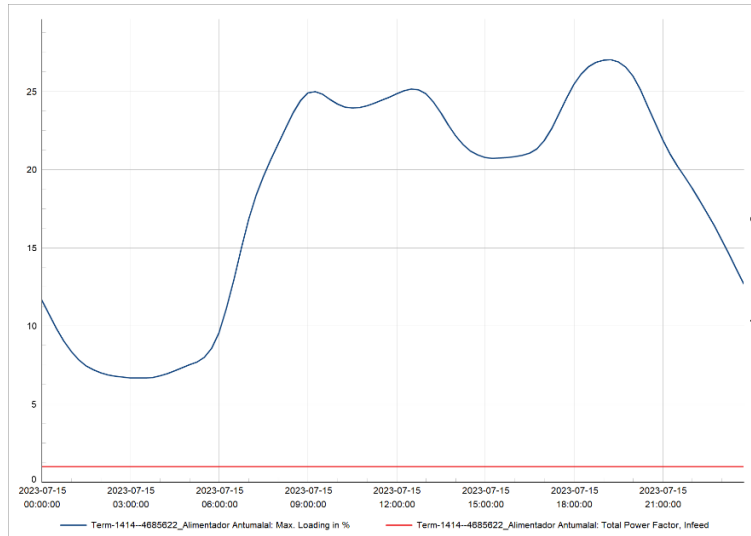
(a) 15 de enero 2023; (b) 15 de julio 2023

El factor de potencia entregado por Infeed no tiene variaciones a lo largo del día, se mantiene en 0,9963.

En el software DigSilent existe la opción de visualizar el parámetro Max. Loading, el cual entrega el porcentaje de cargabilidad que presenta el alimentador considerando, para este trabajo en específico, el nivel de exigencia a las líneas y a los inversores conectados a la red. Para el caso base, estos valores se mantienen en rangos aceptables con un máximo de 27,01% a las 12:30 del día 15 de enero 2023, como se puede ver en la figura 4.3, lo que da a entender que bajo el nivel de consumo definido no existen problemas desde el punto de vista de sobrecarga de la infraestructura instalada (en este caso solamente líneas de distribución).



(a)



(b)

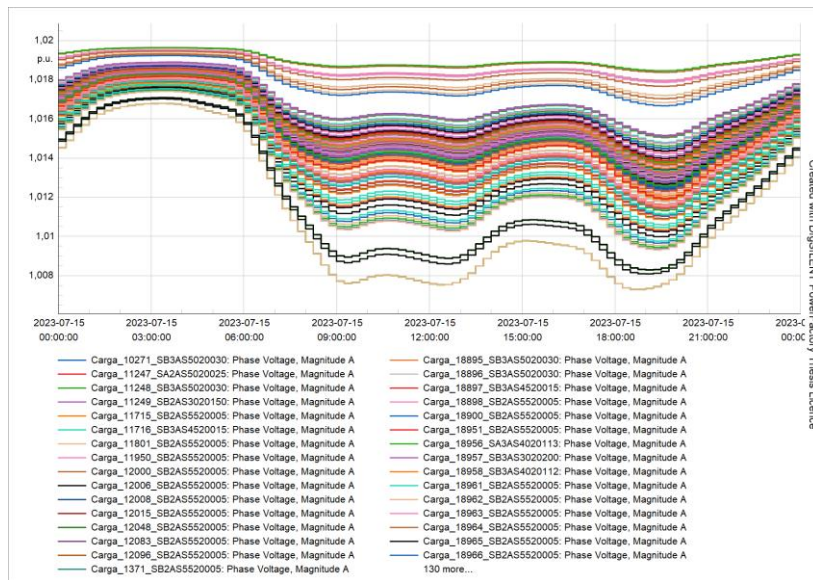
Figura 4.3: Cargabilidad del Sistema y factor de potencia fijo, escenario base

(a) 15 de enero 2023; (b) 15 de julio 2023

Según la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución vigente en el país [55], los límites de regulación de tensión en un punto de la red de distribución de media tensión con una densidad baja como lo es la red de Pucón (según lo definido en la norma), se deben encontrar entre un $\pm 8\%$ de la tensión nominal de trabajo, en este caso 23 kV. Se puede ver en la figura 4.4 que ninguna carga se encuentra fuera de estos límites, ni en verano ni en invierno, siendo las tres cargas que presentan caídas más altas de voltaje, cargas no residenciales que se encuentran lejanas a la cabecera de alimentador.



(a)



(b)

Figura 4.4: Valores p.u de voltajes en cargas, escenario base

(a) 15 de enero 2023; (b) 15 de julio 2023

En general la operación en estado normal de esta red, sin GD ni almacenamiento de energía no presenta grandes problemas para los niveles de demanda definidos. Hay que tener en cuenta la existencia de los distintos peaks, comunes en todos los sistemas de distribución, los que mientras la demanda de los clientes siga creciendo pueden llevar a caídas de tensión que resulten en operación

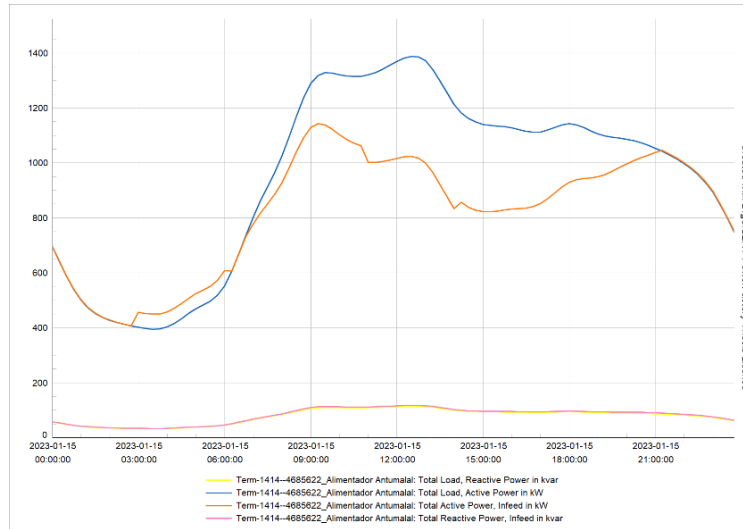
fuera de norma y a una sobrecarga del sistema no deseada si no se realizan mejoras en la red de distribución secundaria acorde al crecimiento.

4.2. Escenarios definidos

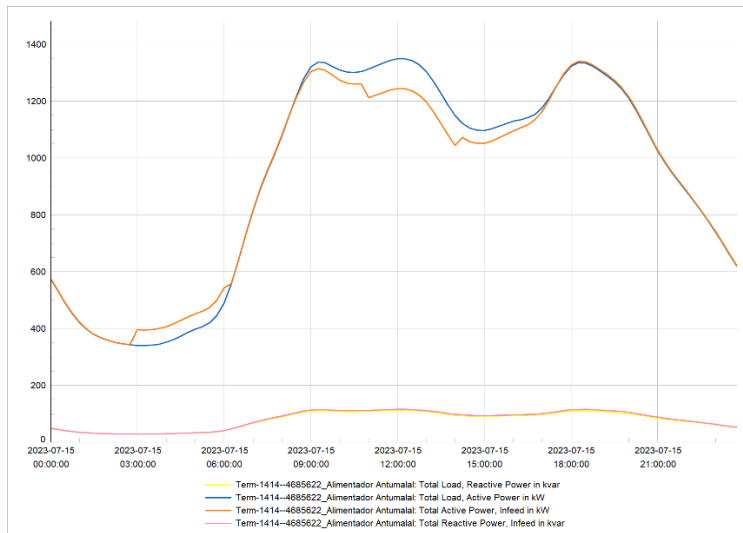
4.2.1. Escenario 1

Este primer escenario es el de más baja penetración de GD y almacenamiento en la red. En la figura 4.5 se contempla un leve aplanamiento en la forma de la curva de demanda al sistema en verano, pero para invierno este efecto se ve muy reducido debido a la poca radiación incidente, lo que no logra disminuir la demanda desde el alimentador hacia las cargas. La demanda al alimentador sube levemente entre 3:00 y 6:00 debido a que la carga de los sistemas de almacenamiento son modelados para estar activos en dicho horario, aun así, este incremento no significa problemas en los niveles de potencia debido a la poca demanda base que existe en el horario, de hecho, lograr subir la demanda en horas de madrugada para liberar el sistema en la tarde es una práctica que ha sido recomendada por operadores del sistema sobre todo a propietarios de vehículos eléctricos que debido a las limitaciones técnicas de esta tecnología, necesitan horarios prolongados para cargar completamente los sistemas de almacenamiento de energía mediante tomas de corriente residenciales. Se puede ver que, bajo este modo de operación de las baterías no se logra disminuir el peak de demanda existente en la tarde en el mes de Julio (18:00 a 21:00), debido a que como se explicó en la sección 3.5.1, la prioridad que se le da a la energía guardada es la de ser una fuente de excedentes de energía para lograr venderla a un mejor precio en horarios estratégicos favorecidos por la tarifa contratada.

Tener en cuenta que la forma de la curva de demanda está dada por la presencia de clientes residenciales (curvas H0) y por clientes no residenciales (curvas G0), por lo que para el mes de julio la baja presencia de SGED no tiene una alta influencia en la curva de demanda total al alimentador en el horario peak entre 19:00 y 21:00.



(a)



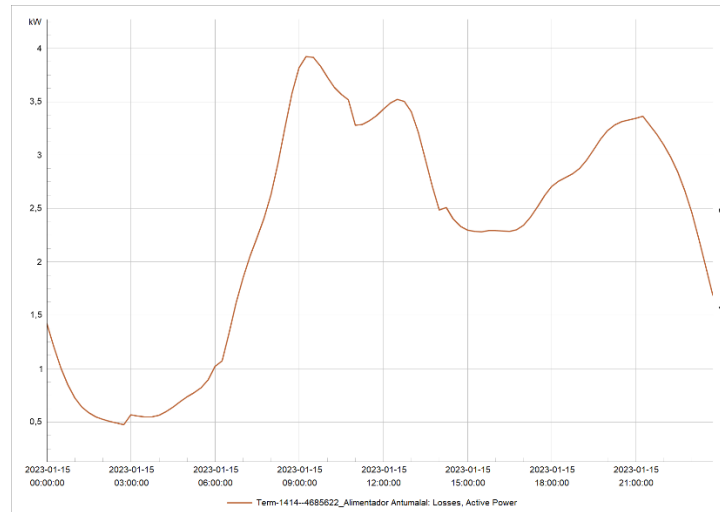
(b)

Figura 4.5: Potencia activas/reactivas infeed y cargas totales, escenario 1

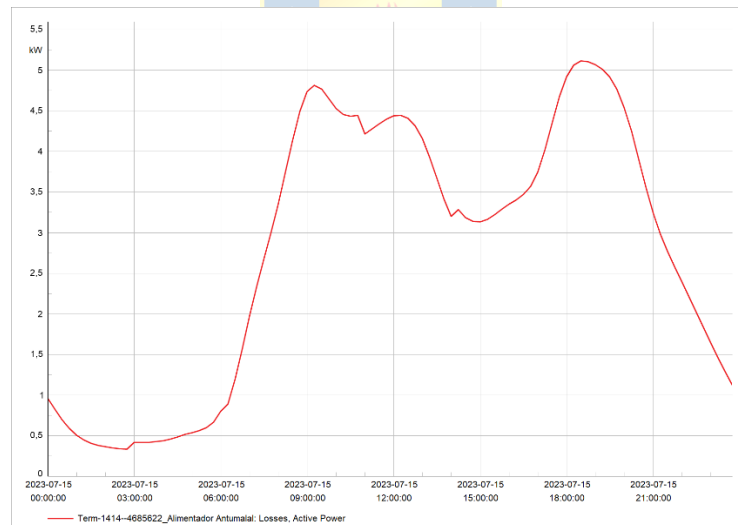
(a) 15 de enero 2023; **(b)** 15 de julio 2023

Una de las ventajas de la GD que ha sido expuesta en la sección 2.5.1, es la minimización de pérdidas de potencia activa, en la figura 4.6 se puede comprobar esto al compararlo con el escenario base, esta diferencia es más notoria en horarios de gran radiación en enero. Si bien las magnitudes no son muy elevadas, se puede ver una tendencia a reducir las pérdidas proporcionalmente al funcionamiento de los sistemas de generación locales incluso para un escenario de baja penetración

de GD y almacenamiento. En invierno, la programación del despacho de baterías no logra por si solo una gran diferencia en las pérdidas comparado al caso base.



★ ★ (a) ★ ★



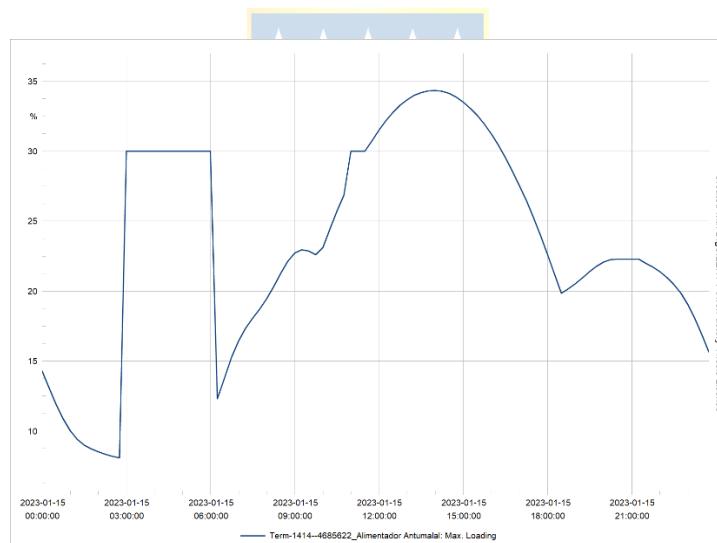
(b)

Figura 4.6: Pérdidas de potencia activa por horario, escenario 1

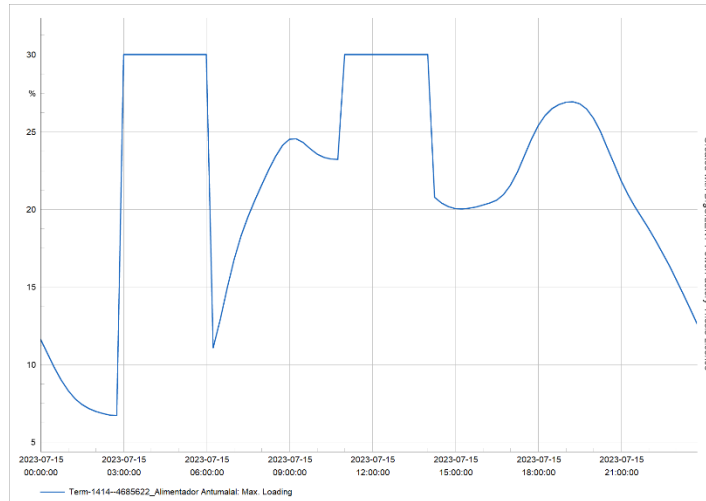
(a) 15 de enero 2023; (b) 15 de julio 2023

En la figura 4.7 se puede notar que a pesar de que los niveles de potencia demandados no suben mucho entre 3:00 y 6:00, el parámetro Max. Loading si lo hace, de igual forma para enero y para julio en aproximadamente un 25%, llegar a cerca de un 35% de exigencia máxima a algunos

inversores no representa problemas al desempeño de la red ni en los niveles de voltajes, como se puede ver en las figuras 5.9 y 5.10, ni en incrementos en las pérdidas para los horarios de máxima exigencia. La línea de distribución que presenta una mayor carga es la Rama 6248795_CLSCCU3C042000, la cual se encuentra cercana a la cabecera del alimentador, presentando una exigencia de 22,951% a las 9:15 del 15 de enero como se ve en la figura 4.8, para el escenario base en este horario la exigencia máxima a las líneas llega a un 27,01%, por lo que en lo que respecta a este parámetro, la venta de excedentes tanto directamente de los PV como la energía guardada en baterías presente entre 12:00 y 14:00 logra disminuir en cerca de un 4% la carga máxima a las líneas en verano. Notar que para el día 15 de julio de 2023 entre 11:00 y 14:00 también existe un aumento en el Max. Loading, pero no logra sobrepasar el 30% y la exigencia a líneas se mantuvo igual que para el caso base, lo que da a entender que en este nivel de penetración, las baterías por si solas sin un acompañamiento de generación fotovoltaica (invierno) no logra quitar exigencia a las líneas de distribución.



(a)



(b)

Figura 4.7: Cargabilidad del sistema completo, escenario 1

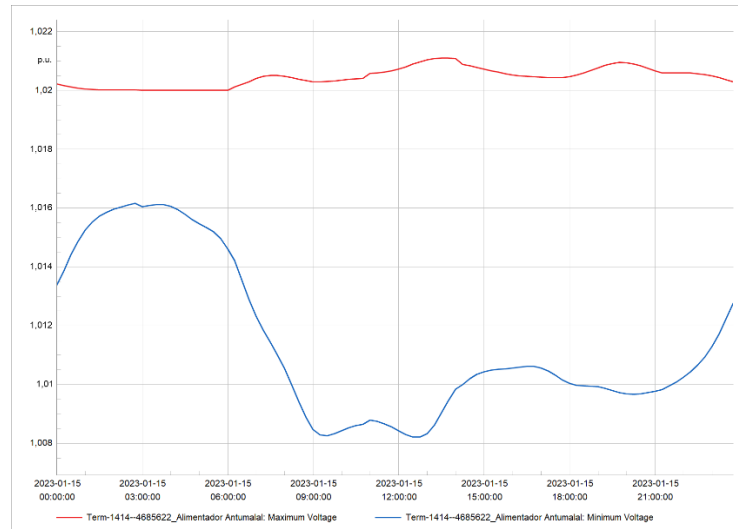
(a) 15 de enero 2023: (b) 15 de julio 2023

	Elements	Branch, Substation or Site	Max. Loading [%]	Time Point Max	Min. Loading [%]	Time Point Min
22	PV System(108)		33,081	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 21:15:00
23	PV System(107)		33,080	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 21:15:00
24	PV System(106)		33,079	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 21:15:00
25	Rama 6248795_CLSCCU3C042000		22,951	2023.01.15 09:15:00	8,067	2023.01.15 02:45:00
26	PV System(137)		21,656	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 21:15:00
27	PV System(136)		21,651	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 23:45:00
28	PV System(135)		21,651	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 23:45:00

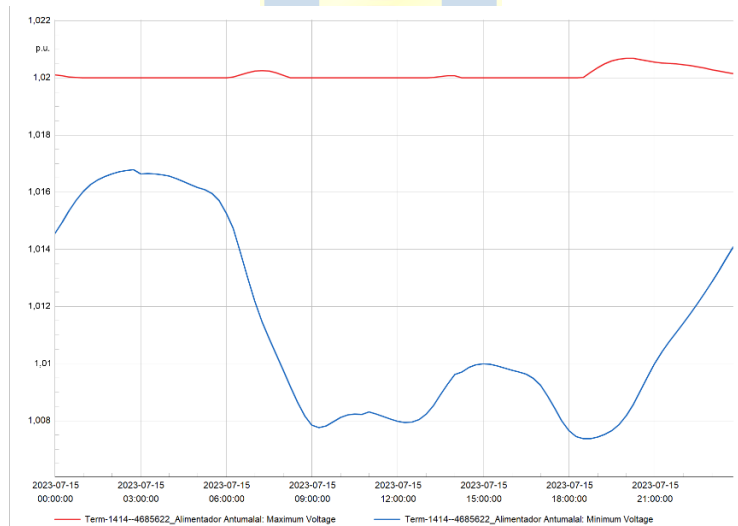
Figura 4.8: Línea de distribución con mayor porcentaje de carga, escenario 1

Los niveles de voltaje máximos y mínimos existentes durante los días completos en el alimentador, son expuestos en la figura 4.9, en la cual se puede comprobar que no existen fluctuaciones importantes de voltaje a lo largo del día, aunque el nivel máximo alcanzado si se vio aumentado en horarios en los que, de acuerdo a las tarifas, se descargan las baterías y además existen excedentes de generación inyectados a la red, la demanda al alimentador es inferior por lo que los niveles de voltaje tienden a mantenerse en niveles más altos en comparación a cuando se demanda mucha energía desde la red. En la figura 4.10 los niveles de voltaje en las cargas disminuyen en concordancia con los horarios de mayor demanda a la red, notando que las tres cargas que presentan niveles más bajos de voltaje, son cargas no residenciales que se encuentran a mayor distancia de la cabecera del alimentador, lo que fue comprobado en el perfil de voltaje calculado para el día 15 de enero 2023 a las 12:30, horario con mayor demanda, además en la figura 4.11 es claro que al aumentar

la distancia de las cargas, el nivel de voltaje tiende a decaer, y a partir de los siguientes escenarios con mayor penetración de GD y almacenamiento se podría o no esperar que esto cambie. En comparación al escenario base la diferencia en los niveles máximos y mínimos presentes en cabecera es inferior al 1%. Valores dentro de norma en todos los nodos del alimentador.



(a)



(b)

Figura 4.9: Valores p.u de voltajes máximos en la red, escenario 1

(a) 15 de enero 2023: **(b)** 15 de julio 2023

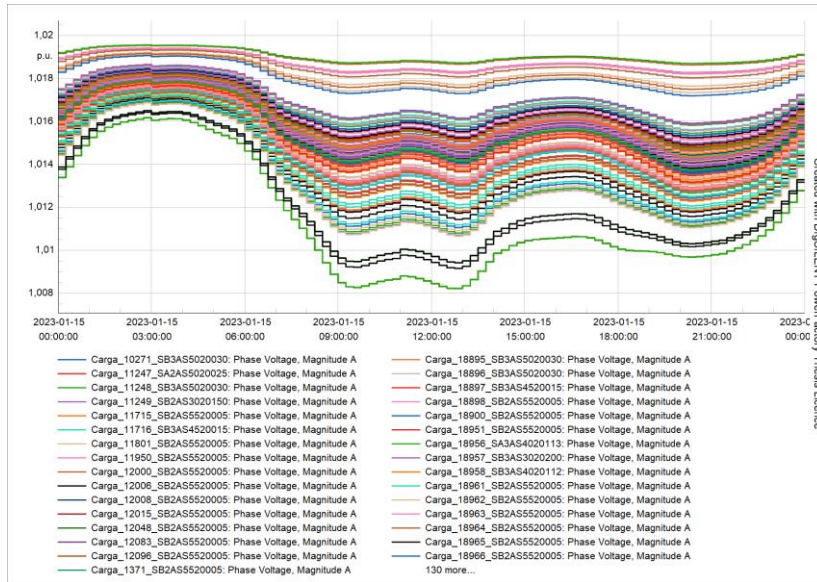


Figura 4.10: Valores p.u de voltajes en cargas, 15 de enero 2023, escenario 1

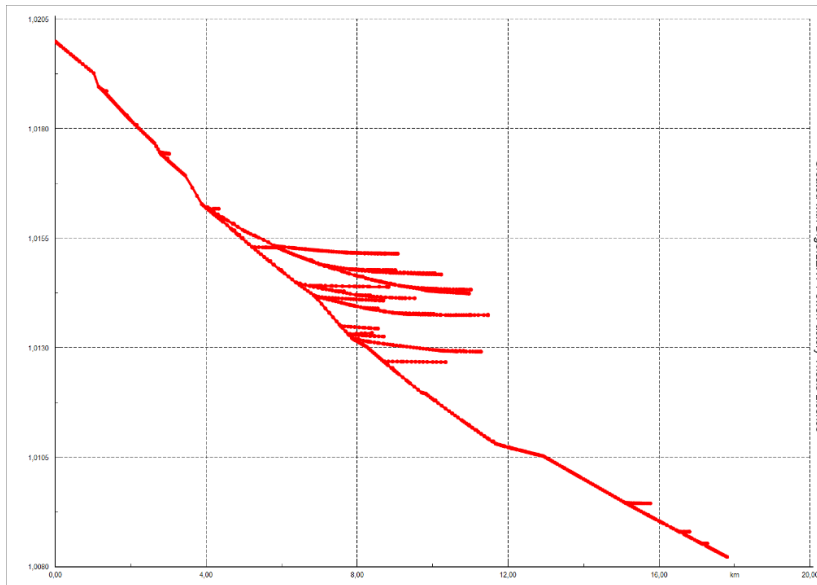


Figura 4.11: Perfil de voltaje en nodos del alimentador, 15 de enero 2023 12:30, escenario 1

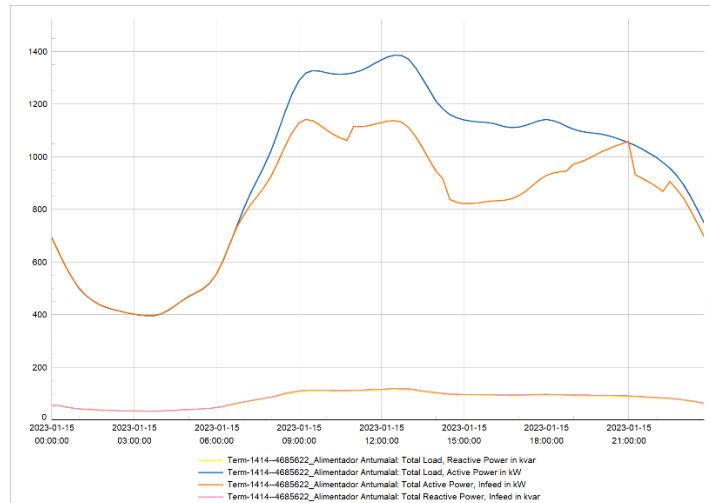
Si bien la penetración de sistemas de gestión de energía domiciliarios es baja, y además la tarifa que condiciona la carga y descarga de baterías no representa un comportamiento muy común en el país, tomando en cuenta que los kits solares con almacenamiento disponibles en el mercado simplemente utilizan la energía sobrante que generan los paneles para recargar las baterías, este primer escenario sirve para simular un comportamiento dado por los efectos que tendría la oferta de tarifas

distintas a las actuales junto con sistemas de control que ayuden a sacar el máximo de estas. Los valores obtenidos para las variables estudiadas no representan problemas para la red, pero si ayudan a visualizar las tendencias que se esperan para escenarios de mayor penetración, sobre todo en lo que respecta a cargabilidad del sistema, ya que, si bien la potencia demandada no es muy elevada comparada al caso sin baterías, en los horarios donde la cargabilidad de inversores sube abruptamente el sistema ve una exigencia menor a las líneas en estos horarios, lo que podría hacer pensar que al existir tarifas en el mercado libre que logren modificar el comportamiento de la demanda, la infraestructura presente en este alimentador si sería capaz de soportar con creces cambios respecto a la creciente penetración de generación fotovoltaica, almacenamiento de energía y SGED, pero asumir esto bajo los resultados obtenidos en un escenario que no representa un comportamiento muy esperado de la red es algo prematuro, por lo que en los escenarios siguientes se continúa subiendo el nivel de penetración de ambas tecnologías y la presencia de tarifas más variadas.

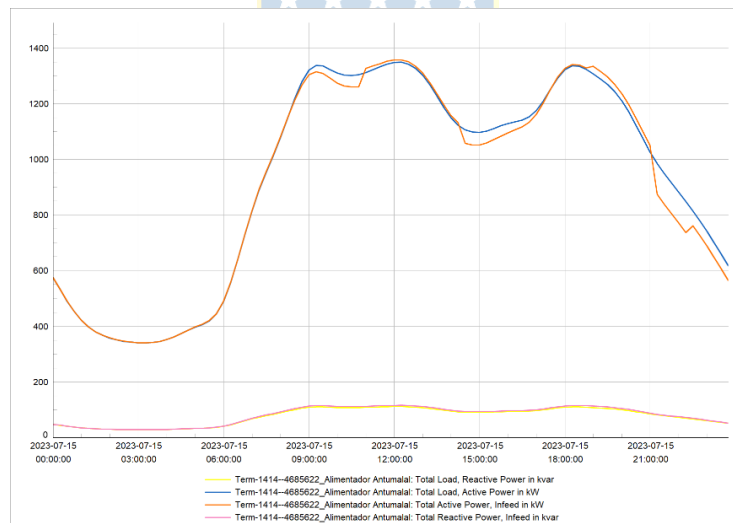
4.2.2. Escenario 2

Este segundo escenario presenta GD en cargas que representan un 26,34% de la potencia conectada a la red y sistemas de almacenamiento de energía en un 24,23%. En la figura 4.12 se puede ver que en la madrugada la energía consumida proviene en su totalidad de la red, tanto en enero como en julio, los sistemas de baterías no representan un cambio en el comportamiento para este horario, sin embargo, una vez que la radiación es suficiente para generar energía, en verano se puede ver claramente la disminución de demanda que existe en estos horarios, la cual se mantiene hasta 21:00 logrando un aplanamiento notorio de la curva de demanda, que sigue presente en el horario sin alta radiación hasta las 23:59 gracias a la programación del despacho de los sistemas de baterías acorde a las tarifas aplicadas en las cargas tipo 2PH y 3PH, esto es algo muy positivo desde el punto de vista de la red. Sin embargo, en el mes de julio los efectos sobre la curva de demanda no son muy positivos, ya que debido a que ciertos consumidores tienen una tarifa que les permite tener dos horas al día de energía gratis (tiene sentido escoger horarios en los cuales la energía es más cara, 19:00 a 21:00), estos clientes aprovechan de subir aún más su demanda cargando las baterías, y utilizar esta energía en lo que resta del horario con precios altos (21:00 a 23:59) en el cual si se logra disminuir levemente la demanda.. Análogamente al caso de la curva de demanda en el escenario 1 para el mes de julio, no se logra disminuir el peak entre 19:00 y 21:00, ya que se está utilizando solamente energía de la red para

alimentar las baterías, esto también sucede en el horario entre 11:00 y 14:00, debido a la poca radiación y al comportamiento de los clientes tipo 2PH.



(a)



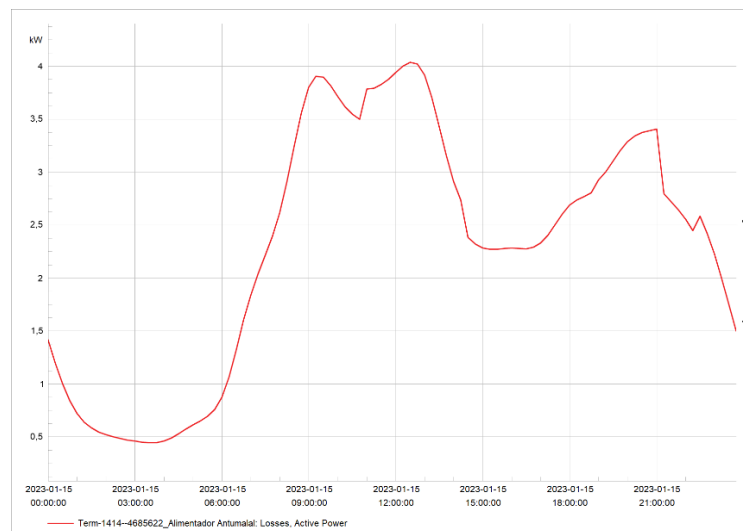
(b)

Figura 4.12: Potencias activas/reactivas infeed y cargas totales, escenario 2

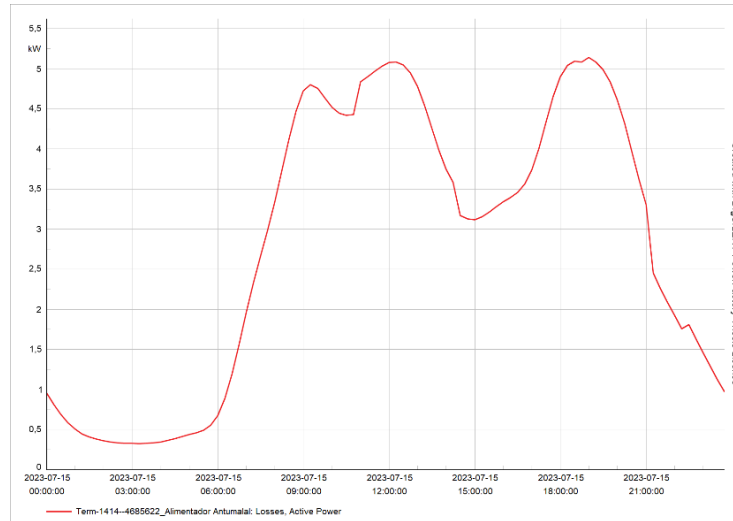
(a) 15 de enero 2023; (b) 15 de julio 2023

Respecto a los niveles de pérdidas, se ha comprobado en el escenario 1 que la penetración de sistemas de GD y almacenamiento de energía conlleva una disminución en pérdidas activas en esta red, se podría esperar que al ser mayor la penetración de ambas tecnologías en este escenario estas pérdidas sigan disminuyendo. En la figura 4.13 se puede ver que las magnitudes de las pérdidas por

horario no difieren mucho de lo que se expuso para el escenario anterior, esto es esperable una vez obtenidas las curvas de demanda de potencia, debido a que como fue comentado anteriormente, hay horarios programados de carga de baterías que, con el fin de aprovechar las tarifas contratadas, están alimentando las baterías solamente desde la red, lo que lleva a que la disminución de pérdidas esperada por la mayor presencia de GD se vea equilibrada por el aumento de la demanda en horarios como 11:00 a 14:00. Nuevamente la disminución de pérdidas en julio no logra ser elevada, mostrando que el despacho programado de baterías aún no logra impactar en este parámetro sin la presencia de generación mediante PV.



(a)

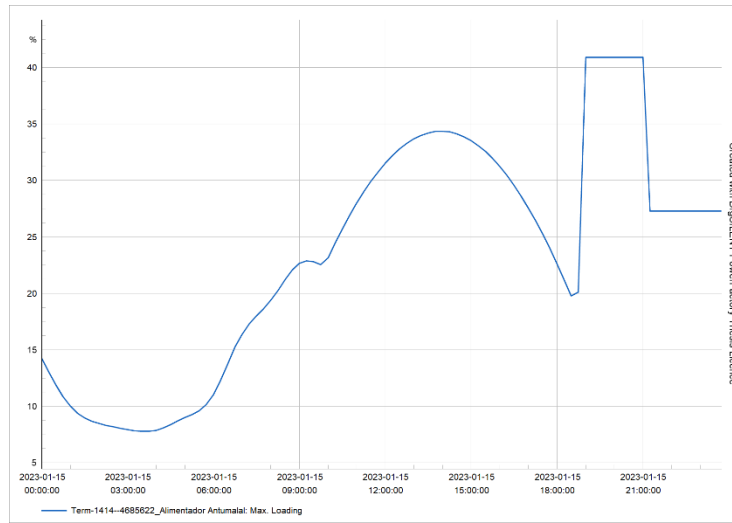


(b)

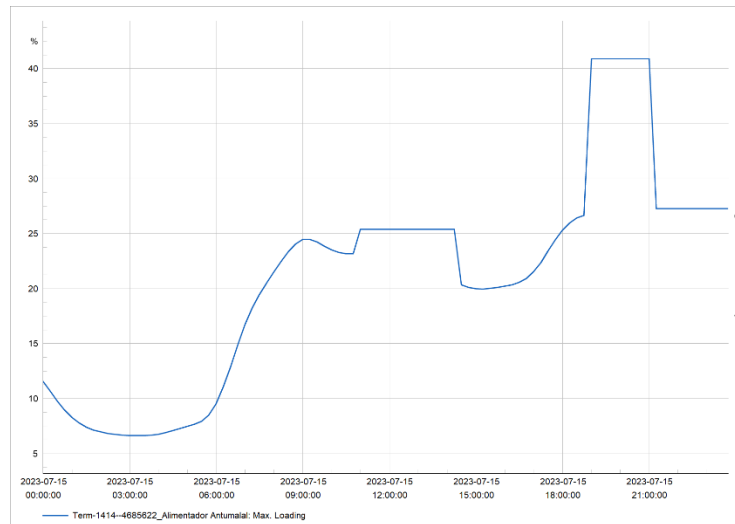
Figura 4.13: Pérdidas de potencia activa por horario, escenario 2

(a) 15 de enero 2023; (b) 15 de julio 2023

La programación de carga de baterías utilizada por los clientes tipo 3PH, se ve reflejada en las curvas de cargabilidad para enero y julio, mostradas en la figura 4.14, debido a que la potencia de carga ha subido con tal de ser capaces de cargar completamente el almacenamiento en las dos horas gratis de energía (19:00 a 21:00). La estrategia de consumir en horarios peak la energía guardada, comúnmente utilizada por clientes que poseen almacenamiento local, se ve reflejada en el horario de 21:00 a 23:59, tanto para enero y para julio, con un leve aumento en el porcentaje. La única diferencia en estos dos meses es la forma que toma la curva entre 11:00 y 14:00 debido a la venta de excedentes y alta generación presente en enero, si bien para el mes de julio también existe un aumento de la cargabilidad para este horario en comparación con el escenario base, la razón por la cual pasa esto no es por la venta de excedentes que fluye hacia la red, sino porque los clientes tipo 2PH están exigiendo más que su demanda habitual debido a que en este horario ellos aprovechan la radiación incidente (la cual es mucho menor) para entregar energía a sus baterías, pero esta energía generada por los paneles no da abasto para cargar a la potencia requerida las baterías, por lo que la red se ve en la obligación de cubrir esta diferencia en la demanda. De la figura 4.15, nuevamente la Rama 6248795_CLSCCU3C042000 es la que presenta una mayor exigencia de todas las líneas, con un 23,43% el 15 de enero a las 12:45, horario que coincide con la mayor cantidad de pérdidas presente durante el día, al igual que en el escenario anterior, se logra disminuir el nivel máximo de carga a una línea en cerca de un 4%.



(a)



(b)

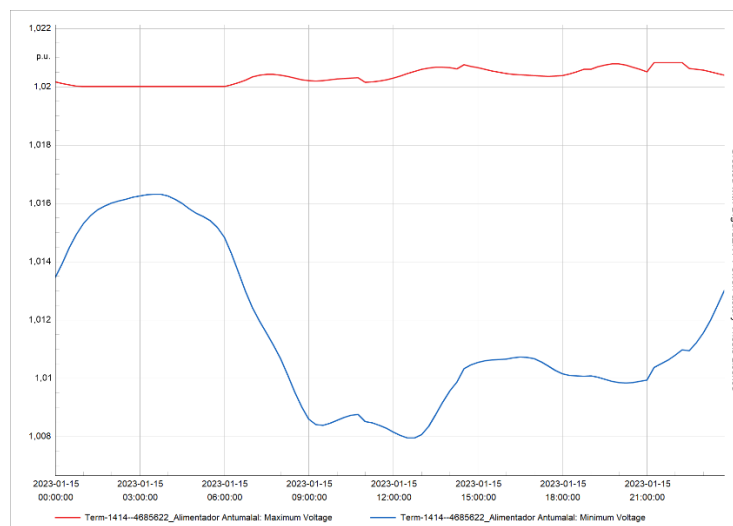
Figura 4.14: Cargabilidad del sistema completo, escenario 2

(a) 15 de enero 2023; (b) 15 de julio 2023

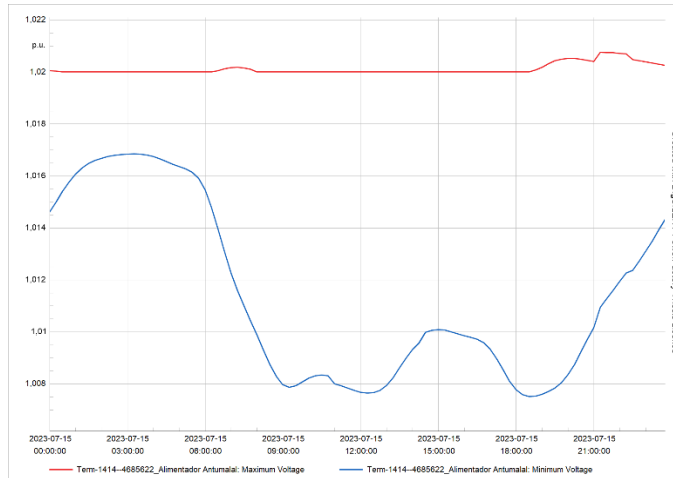
	Elements	Branch, Substation or Site	Max. Loading [%]	Time Point Max	Min. Loading [%]	Time Point Min
22	PV System(108)		33,081	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 21:15:00
23	PV System(107)		33,080	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 21:15:00
24	PV System(106)		33,079	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 21:15:00
25	Rama 6248795_CLSC...		23,431	2023.01.15 12:45:00	7,768	2023.01.15 03:45:00
26	PV System(137)		21,656	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 21:15:00
27	PV System(136)		21,651	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 23:45:00
28	PV System(135)		21,651	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 23:45:00

Figura 4.15: Línea de distribución con mayor porcentaje de carga, escenario 2

No existen fluctuaciones bruscas de voltaje ni tampoco niveles fuera de la norma, lo que sí se puede notar es que los niveles máximos de voltaje han subido levemente, no más de un 1%, respecto al escenario anterior, esto se puede comprobar en la figura 4.16, además la programación de la descarga de las baterías de los clientes (esto entre 19:00 y 23:59) logra representar los horarios en los que se encuentran los niveles máximos de voltajes vistos en el alimentador. El horario donde la Rama 6248795_CLSCCU3C042000 alcanza su mayor exigencia también coincide con el horario donde se presenta el mínimo nivel de voltaje en el alimentador. Nuevamente las cargas con niveles más bajos de voltaje representan cargas no residenciales que se ubican alejadas de la cabecera del alimentador, figura 4.17, y la tendencia de que mientras a mayor distancia se encuentren los nodos de la cabecera, menores serán los niveles de voltaje se puede comprobar en el perfil de voltaje de la figura 4.18 para el 15 de enero 2023 a las 12:30.



(a)



(b)

Figura 4.16: Valores p.u de voltajes máximos en la red, escenario 2

(a) 15 de enero 2023; (b) 15 de julio 2023

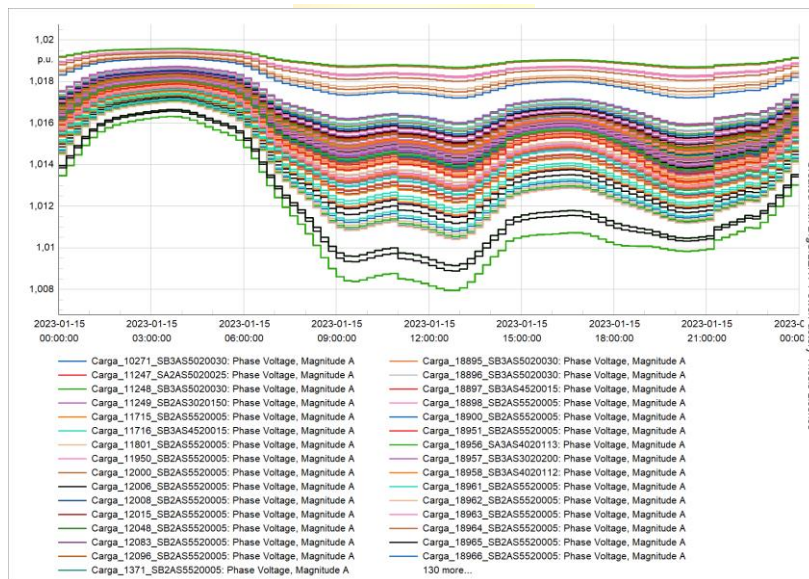


Figura 4.17: Valores p.u de voltajes en cargas, 15 de enero 2023, escenario 2

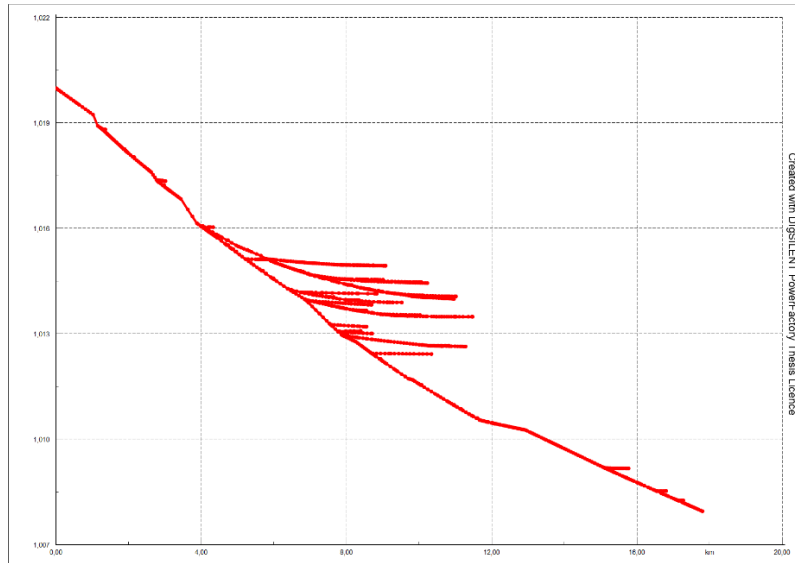


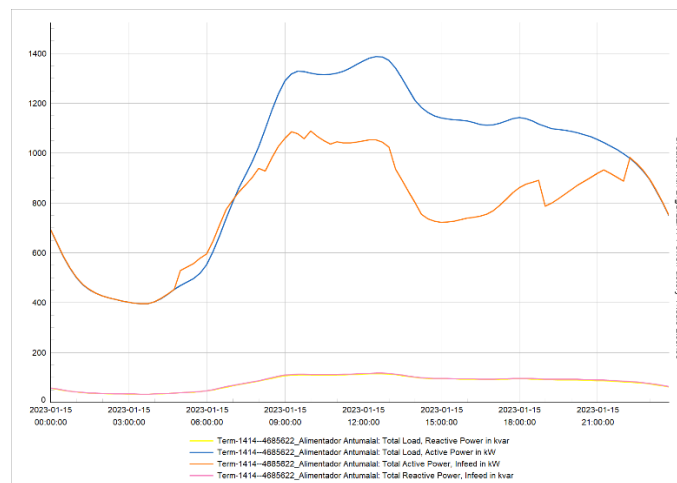
Figura 4.18: Perfil de voltaje en nodos del alimentador, 15 de enero 2023 12:30, escenario 2

Al aumentar levemente la penetración de GD en la red, se esperaba tener una disminución en las pérdidas, lo que no se dio debido a la demanda aumentada en ciertos horarios, representada por el cambio en la programación de la carga de baterías. Los resultados obtenidos tanto para pérdidas como para cargabilidad han subido respecto a los escenarios anteriores, pero aun así se mantienen en niveles no preocupantes, comprobando que en estas condiciones de trabajo la red es capaz de operar a pesar de que la curva de demanda en invierno sobrepase levemente lo que las cargas originales demandan del alimentador en algunos horarios.

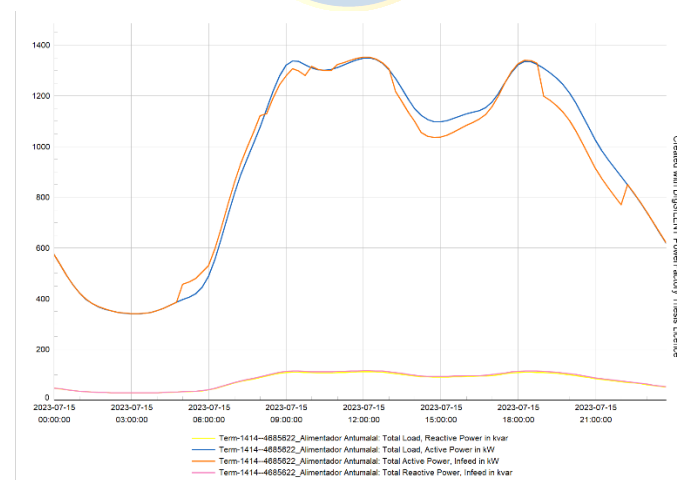
4.2.3. Escenario 3

En este caso un porcentaje del 31,61% de la potencia conectada correspondiente a cargas, cuenta con GD y almacenamiento de energía. A partir de la figura 4.19, el aplanamiento de la curva en verano es evidente, logrando disminuir en gran medida los tres peaks de consumo de la red. Resulta interesante notar que la combinación de la programación de la carga y descarga de baterías por los clientes 1 PH y 2PH hace que entre 5:00 y 8:00 la demanda al alimentador suba, pero este incremento se ve frenado entre 6:00 y 9:00 debido a que el otro grupo de clientes decide despachar la energía en las baterías para abaratar los costos que se presentan en este horario, aun así la totalidad de la energía demandada en la madrugada a la red sigue siendo mayor a cuando no es posible la programación horaria de las bandas de carga y descarga del almacenamiento. En el horario vespertino es cuando los

paneles solares son capaces de generar energía y se ve su impacto en la forma de la curva, pero se ve que la potencia infeed hasta las 22:00 sigue siendo menor a lo que demandan las cargas, siendo entonces el horario entre 19:00 y 22:00 cuando los sistemas de baterías programados ayudan a seguir con el fenómeno de aplanamiento de curva en lo que queda de día. Para el caso del día 15 de julio de 2023, a diferencia de lo que pasaba en el escenario anterior, acá si se logra disminuir levemente los valores peak de demanda en el horario entre 19:00 y 22:00 debido a las condiciones de carga y descarga.



(a)



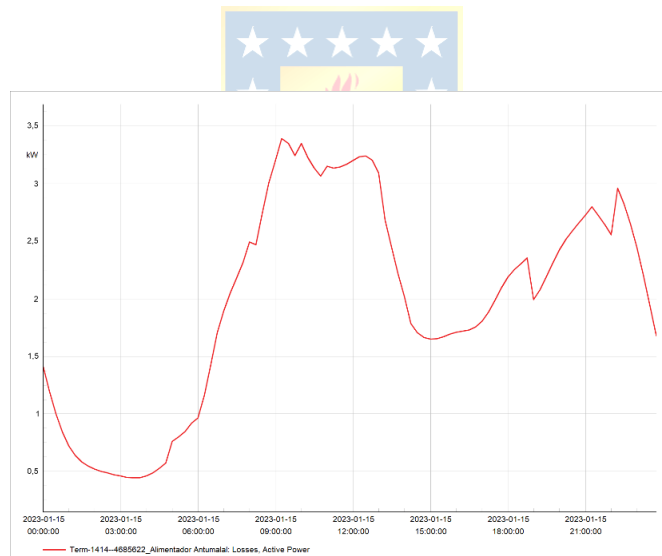
(b)

Figura 4.19: Potencias activas/reactivas infeed y cargas totales, escenario 3

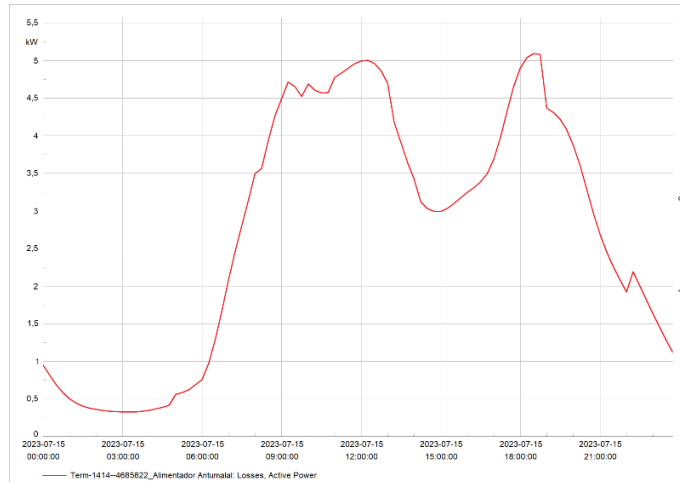
(a) 15 de enero 2023; (b) 15 de julio 2023

A diferencia del contraste entre los escenarios 1 y 2, donde las pérdidas casi no diferían en sus magnitudes a pesar de la mayor penetración en el segundo escenario, en este caso se logra ver que en enero si hay una disminución de pérdidas acorde a lo esperado, debido a la aún mayor capacidad de generación residencial, lo que se ve reflejado en la figura 4.20, notando que entre 14:00 y 17:00 se forma una disminución drástica de pérdidas gracias a la GD. El efecto que causan las baterías en las pérdidas se puede esperar que sea parecido a lo que sucede gracias a los paneles, en el horario 19:00 a 22:00 ya se pudo ver que se logra una leve disminución del peak en la curva de demanda, lo que también se ve reflejado en la disminución de pérdidas en las líneas, tanto en enero como en julio.

Para el día 15 de julio de 2023, las pérdidas en todos los escenarios anteriores casi no se han diferenciado respecto al caso base, esto se replica en este caso, con una leve diferencia que se puede ver en la figura 4.20 entre 19:00 y 21:00, horario en el cual la programación de las baterías contribuye a una menor potencia por infeed, logrando un muy leve recorte en el nivel de energía que fluye por las líneas.



(a)



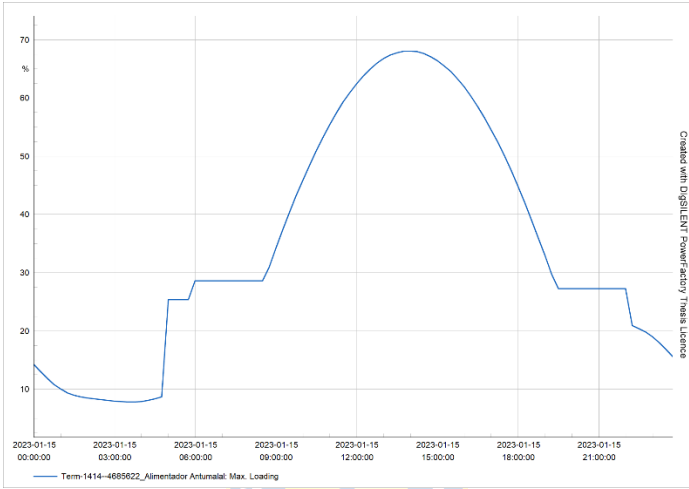
(b)

Figura 4.20: Pérdidas de potencia activa por horario, escenario 3

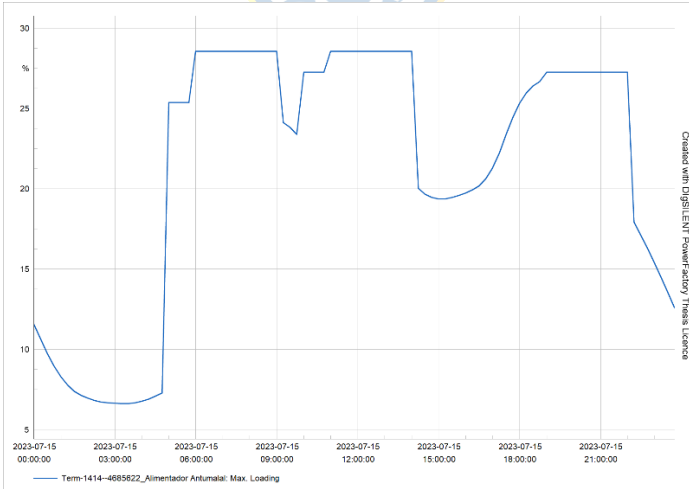
(a) 15 de enero 2023; (b) 15 de julio 2023

La exigencia a la infraestructura, si se ve más afectada, se puede ver en la figura 4.21.a que en el mes de enero en el que obviamente existe mayor generación mediante PV, trae consigo no solo el autoconsumo local, sino que habrá una gran cantidad de excedentes fluyendo hacia la red entre 8:00 y 17:00, lo que sumado a la alta demanda que presentan las cargas consideradas como no residenciales, supone una exigencia mayor a toda la infraestructura y en este caso sobre todo a los inversores conectados por nodo que permiten la conexión entre red y cliente llegando a una carga de casi un 70% en algunos equipos, existen inversores en el mercado que cuentan con sistemas de seguridad que al sobrepasar ciertos niveles de carga cortan el suministro de energía, para este caso esto no sucede, pero es una posibilidad que se puede presentar ante un mal dimensionamiento de la GD. En julio, la cargabilidad se mantiene en niveles más bajos, pero no en un rango estable, ya que si bien en comparación al caso base el aumento de este parámetro no es tan elevado, existen rangos horarios en los que las baterías empiezan a demandar energía casi instantáneamente (entre 5:00 y 14:00), la cual en el verano puede ser suministrada por los paneles, pero en invierno estos no dan abasto para completar la carga de las baterías. La inyección de energía desde las baterías se realiza simultáneamente en dos tipos de clientes en el horario 19:00 a 22:00, lo que se ve reflejado en la figura 4.21.b, este escenario se puede asumir que es más cercano a la realidad, tomando en cuenta que las baterías por lo general son programadas para descargarse en horarios peaks de demanda cuando se tiene contratada una tarifa horaria que respeta los precios de mercado sin tener beneficios específicos

para la operación de estos sistemas. De la figura 4.22, otra vez la línea Rama 6248795_CLSCCU3C042000 es la que presenta una mayor exigencia de 21,033% a las 12:45 del 15 de enero 2023, hasta ahora este porcentaje es el más bajo de los máximos existentes en los escenarios, disminuyendo la carga de esta línea en cerca de un 6%, demostrando hasta ahora que la mayor presencia de tarifas que fomentan el comportamiento de simplemente cargar baterías en horas de la mañana y descargarlas en horario peak, logran disminuir aún más la exigencia a las líneas.



(a)



(b)

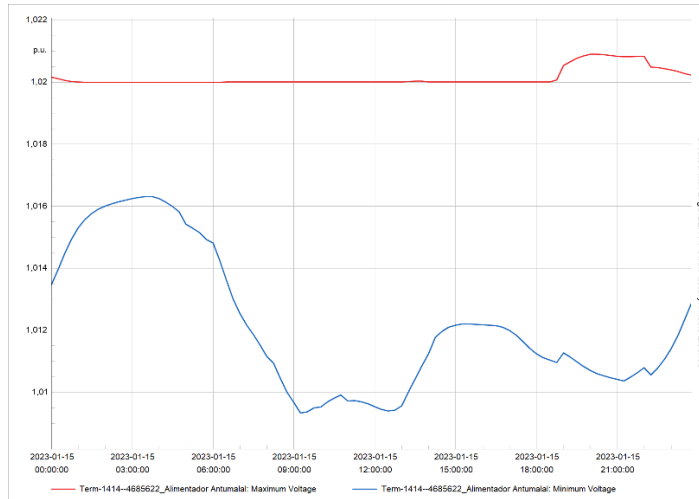
Figura 4.21: Cargabilidad del sistema completo, escenario 3

(a) 15 de enero 2023; (b) 15 de julio 2023

	Elements	Branch, Substation or Site	Max. Loading [%]	Time Point Max	Min. Loading [%]	Time Point Min
50	PV System(134)		21,647	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 00:15:00
51	PV System(129)		21,647	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 00:30:00
52	PV System(130)		21,642	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 00:30:00
53	Rama 6248795_CLSC...		21,033	2023.01.15 12:45:00	7,765	2023.01.15 03:45:00
54	Rama 610510_CDACC...		13,323	2023.01.15 22:15:00	4,535	2023.01.15 03:45:00
55	Rama 610509_CDACC...		13,323	2023.01.15 22:15:00	4,535	2023.01.15 03:45:00
56	Rama 2128098_CDAC...		13,323	2023.01.15 22:15:00	4,535	2023.01.15 03:45:00

Figura 4.22: Línea de distribución con mayor porcentaje de carga, escenario 3

Nuevamente, en la figura 4.23 se puede notar la tendencia creciente que existe para los niveles de voltaje a subir en menos de un 1% para los niveles mínimos presentes en los nodos del alimentador, con los menores niveles presentes en horarios de mayor demanda a la red, mientras que los niveles máximos se mantienen alrededor de un 2% de incremento respecto al valor nominal. Estos valores siguen estando dentro de la operación definida por norma. En ambos días la programación de los sistemas de baterías impacta los niveles máximos de voltaje, con un incremento de estos valores en los horarios en los que la mayoría de las baterías se descargan (19:00 a 22:00), esto tanto para los niveles de voltaje presentes en la cabecera del alimentador y en las distintas cargas de la red, como se puede ver en la figura 4.24 para el día 15 de enero 2023, entre 19:00 y 22:00 existe una muy leve disminución en la caída de voltaje en todas las cargas, lo que va de la mano con el voltaje máximo levemente aumentado visualizado en los nodos del alimentador en la figura 4.23.a. Para cualquier caso no existen ni fluctuaciones elevadas de voltaje y la operación se encuentra dentro de norma. Al igual que para ambos escenarios anteriores, no se ha logrado impedir que los nodos más alejados de la red presenten los niveles de voltaje más bajos, como se ve en la figura 4.25, esto a pesar de la mayor presencia de GD, almacenamiento y SGED.



(a)

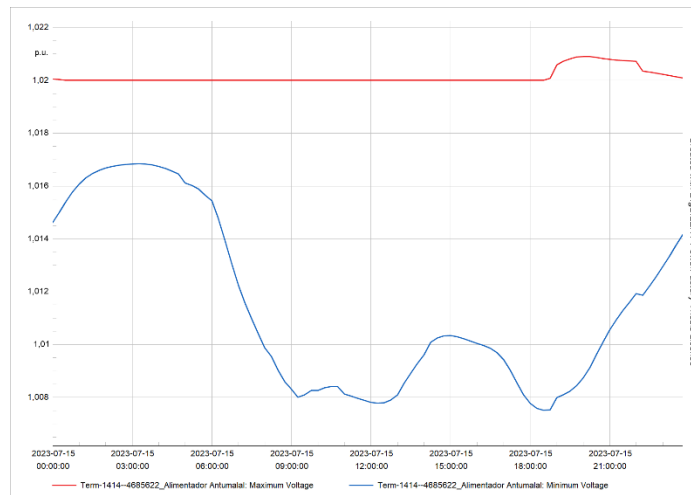


Figura 4.23: Valores p.u de voltajes máximos en la red, escenario 3

(a) 15 de enero 2023; **(b)** 15 de julio 2023

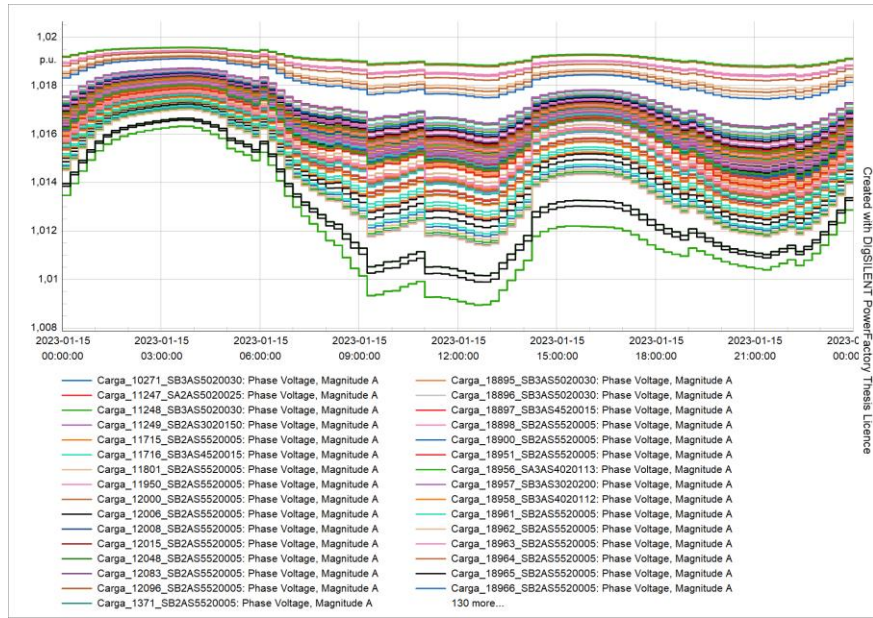


Figura 4.24: Valores p.u de voltajes en cargas, 15 de enero 2023, escenario 3

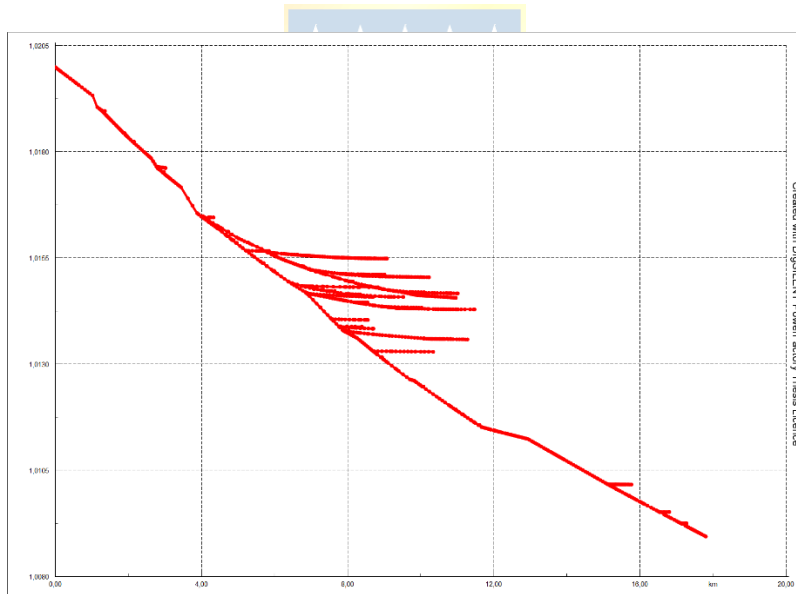


Figura 4.25: Perfil de voltaje en nodos del alimentador, 15 de enero 2023 12:30, escenario 3

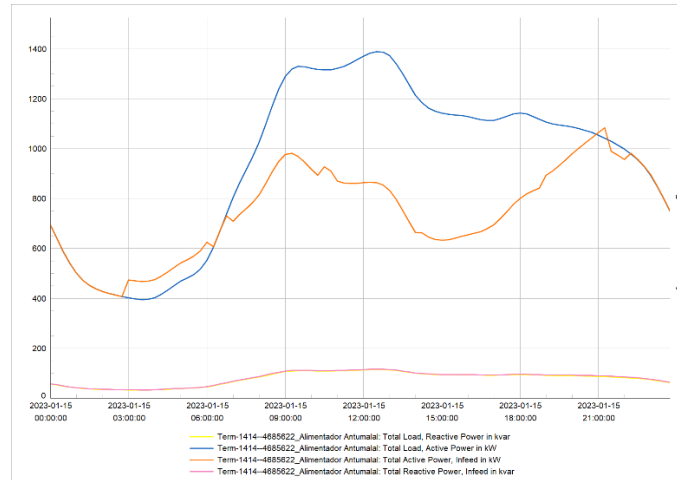
En este escenario, lo más notorio son los niveles de cargabilidad, que a pesar de que se disminuyeron las pérdidas en líneas, suben en un gran porcentaje sobre todo en verano debido al mayor trabajo de los inversores conectados por nodo. La red logra operar bajo las condiciones que definen las tarifas presentes, bajando el porcentaje de exigencia a las líneas. Es importante notar que el dimensionamiento de los paneles, como se explicó en la sección 3.4.3, fue hecho respecto a las

HSP presentes en verano, ya que Pucón es una ciudad turística que concentra mayor consumo en esta estación, por lo que la instalación de paneles solares para reducir costos por energía tiene sentido, entonces tomando en cuenta los resultados, si los dueños de propiedades energizadas por este alimentador deciden utilizar paneles fotovoltaicos junto con sistemas de control de despacho para las baterías con el fin de reducir lo que pagan, se ve que las líneas son capaces de soportar estas exigencias, trabajando a niveles de voltaje aceptados por norma y reduciendo pérdidas, al menos en este nivel de penetración y bajo las condiciones tarifarias aplicadas.

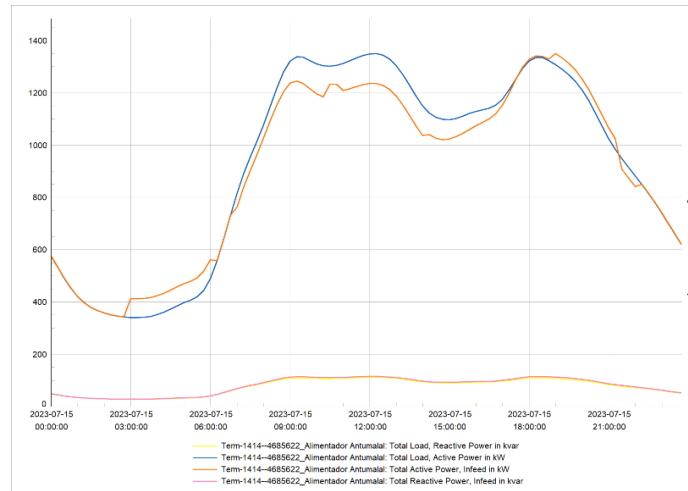
4.2.4. Escenario 4

La potencia conectada de las cargas que cuentan con GD y almacenamiento de energía corresponde a un 40,4% y 33,7% respectivamente. De la figura 4.26.a, es posible ver que ya el aplanamiento de la curva demandada infeed en verano es muy notorio, reduciendo ampliamente los peaks presentes entre 8:00 y 12:00, dando a entender que a este porcentaje de penetración de ambas tecnologías, la gestión de demanda realizada por los clientes residenciales logra impactar aún más en el aplanamiento de la curva, disminuyendo incluso los efectos del alto consumo que tienen los demás tipos de clientes, se puede ver también que se ha desplazado esta alta demanda a horarios de madrugada. Debido a la tarifa contratada por los clientes 3PH, las dos horas gratis de energía que tienen las utilizan para cargar baterías lo que se puede ver evidenciado en la figura 4.26, hay un muy leve aumento en la demanda entre 19:00 y 21:00.

En el mes de julio, el incremento en la demanda de madrugada se mantiene, como se ve en la figura 4.26.b, pero además en comparación de los escenarios anteriores, entre 7:00 y 18:00 se presenta una clara baja en la demanda al alimentador, lo cual se puede explicar en su mayoría por la programación de horarios de carga y descarga de los sistemas de baterías, ya que la generación fotovoltaica es muchísimo menor al mes de enero. Si bien entre 17:00 y 18:00 la demanda infeed sigue exactamente igual al caso base, existe el mismo aumento en la demanda que para el mes de enero entre 19:00 y 21:00 causado por los clientes tipo 3PH, en ambos casos este incremento es muy bajo y desde el punto de vista de la magnitud de la potencia no se ven mayores problemas.



(a)



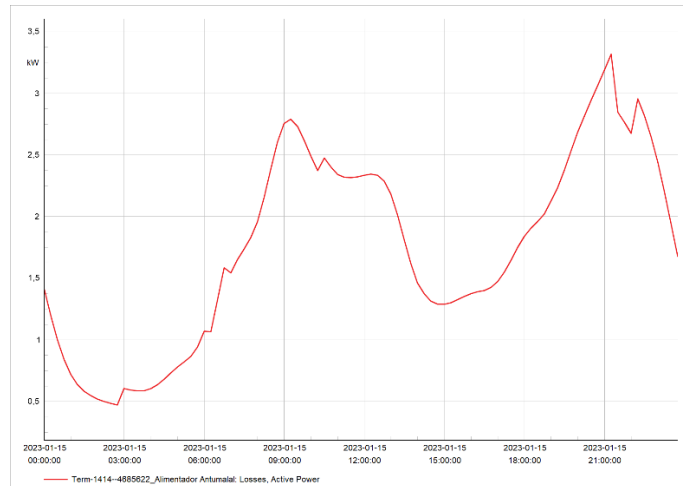
(b)

Figura 4.26: Potencias activas/reactivas infeed y cargas totales, escenario 4

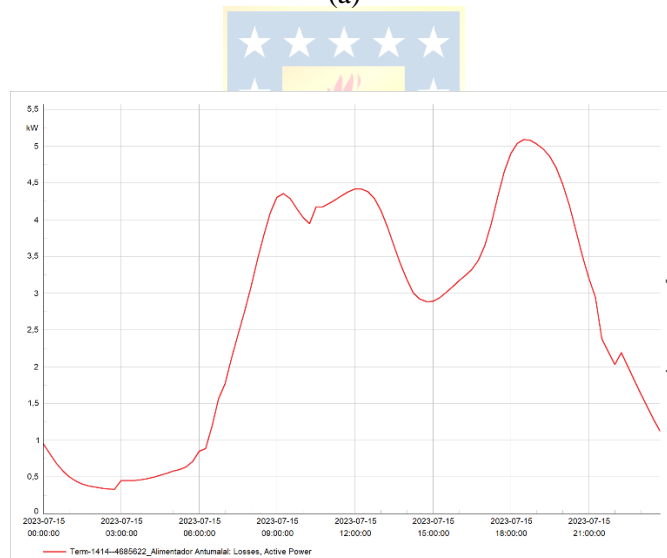
(a) 15 de enero 2023; (b) 15 de julio 2023

Un efecto positivo se puede notar en las pérdidas, ya que como se ve en la figura 4.27, se sigue manteniendo la tendencia que se veía anteriormente a disminuir estos valores, pero además notar que las mayores pérdidas que se han visto en escenarios de menor presencia de GD y almacenamiento, se presentan entre 8:00 y 13:00 lo que se reduce acorde a la alta disminución en la demanda que se expuso en la figura 4.26, esto se cumple tanto en enero como en julio. Si bien como en todos los escenarios los valores de pérdidas en julio no difieren tanto a los presentes en el escenario base, la mejora registrada en este valor es en gran parte solo gracias a la programación de las baterías,

mostrando ser una tecnología que por sí sola es capaz de impactar positivamente tanto en las pérdidas como en la disminución de demanda al alimentador.



(a)



(b)

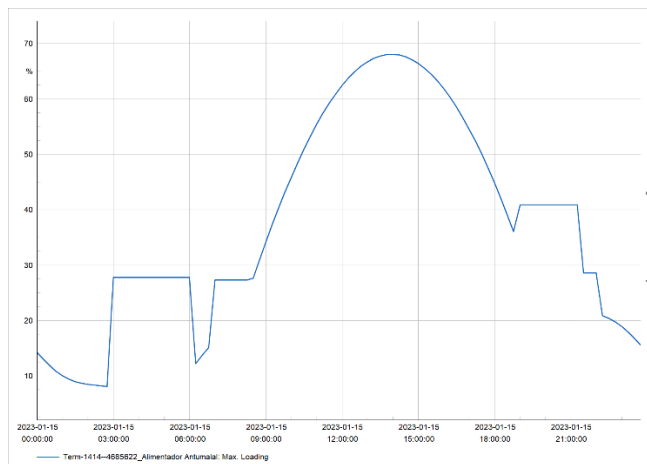
Figura 4.27: Pérdidas de potencia activa por horario, escenario 4

(a) 15 de enero 2023; (b) 15 de julio 2023

Al igual que para el escenario 3, los niveles de cargabilidad de la infraestructura en enero aumentan mucho en horarios donde la generación fotovoltaica conduce a la inyección de excedentes, como se ve en la figura 4.28. En horarios como 3:00 a 6:00 y 19:00 a 21:00 cuando las baterías demandan energía de la red, también se puede ver un leve incremento en muy poco tiempo debido a

que el inicio del funcionamiento de las baterías es prácticamente simultáneo. Un 68,05% de cargabilidad máxima en la red, es algo que ni siquiera se acerca a los valores presentes en el escenario base, pero aún a este nivel de penetración de GD y control del despacho de las baterías, la red se sigue encontrando en niveles no preocupantes de exigencia, ya que el porcentaje máximo de carga presente en alguna línea, como era esperable, se presenta nuevamente en Rama 6248795_CLSCCU3C042000 a las 21:15 del 15 de enero 2023 con un 21,526% presentado en la figura 4.29, quitando cerca de un 6% de exigencia a esta línea cercana a la cabecera del alimentador.

La conexión simultánea de muchas baterías si es algo que puede impactar en otros valores como el voltaje del alimentador.



(a)

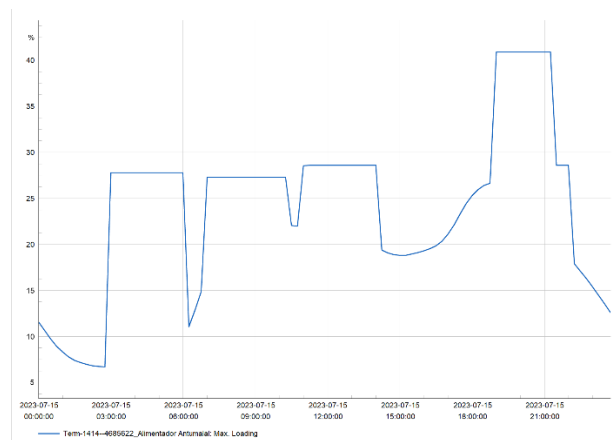


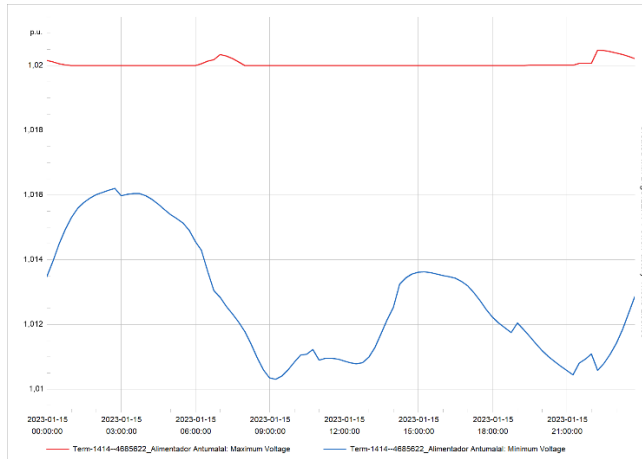
Figura 4.28: Cargabilidad del sistema completo, escenario 4

(a) 15 de enero 2023; (b) 15 de julio 2023

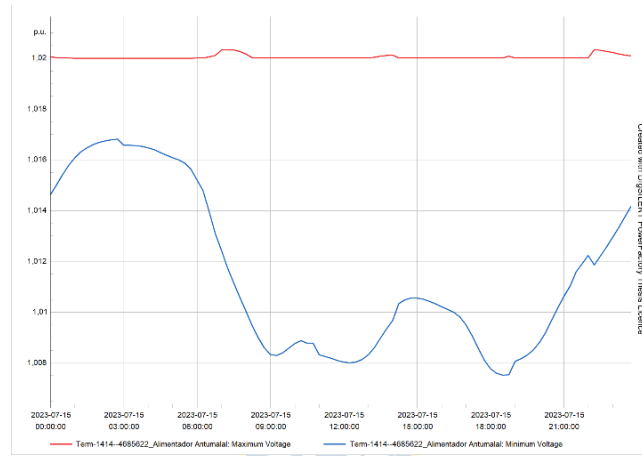
	Elements	Branch, Substation or Site	Max. Loading [%]	Time Point Max	Min. Loading [%]	Time Point Min	
81	PV System(134)		21,647	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 00:15:00	
82	PV System(129)		21,647	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 00:30:00	
83	PV System(130)		21,642	2023.01.15 14:00:00	0,000	2023.01.15 06:15:00	
▶ 84	Rama 6248795_CLSC...		21,526	2023.01.15 21:15:00	8,035	2023.01.15 02:45:00	
85	Rama 610510_CDACC...		13,504	2023.01.15 21:15:00	3,764	2023.01.15 15:30:00	
86	Rama 610509_CDACC...		13,504	2023.01.15 21:15:00	3,764	2023.01.15 15:30:00	
87	Rama 2128098_CDACC...		13,504	2023.01.15 21:15:00	3,764	2023.01.15 15:30:00	

Figura 4.29: Línea de distribución con mayor porcentaje de carga, escenario 4

Los niveles mínimos de voltaje en la cabecera del alimentador, como se puede ver en la figura 4.30, son más altos en comparación a escenarios anteriores, lo que es más notorio en verano al igual que los efectos producidos en los valores anteriores (pérdidas y cargabilidad), pero los niveles máximos se mantienen un poco más estables con muy leves aumentos. Nuevamente al graficar los voltajes en las cargas para el 15 de enero de 2023, figura 4.31, las tres cargas que presentan niveles más bajos de voltaje son cargas no residenciales lejanas a la cabecera del alimentador, y la totalidad de cargas residenciales presentan niveles de voltajes que no bajan del 1.012 p.u ni suben del 1.018 p.u, debido a que el despacho de los sistemas de baterías junto con la GD en horarios de radiación logran evitar que una exigencia mayor al alimentador conlleve las bajas de voltaje esperadas sobretodo en horarios peak de demanda, ayudando a mantener los niveles de voltaje en un rango mucho más acotado. Esto también se puede comprobar independientemente de la localización del nodo de carga, como se puede ver en el perfil de voltaje calculado para el 15 de enero de 2023 a las 12:30, mostrado en la figura 4.32 en el cual se puede ver que, en este horario de máxima demanda, la diferencia entre los valores mínimos y máximos de voltaje es menor en comparación a cualquier escenario anterior con menos penetración y menos variedad de tarifas.



(a)



(b)

Figura 4.30: Valores p.u de voltajes máximos en la red, escenario 4

(a) 15 de enero 2023; **(b)** 15 de julio 2023

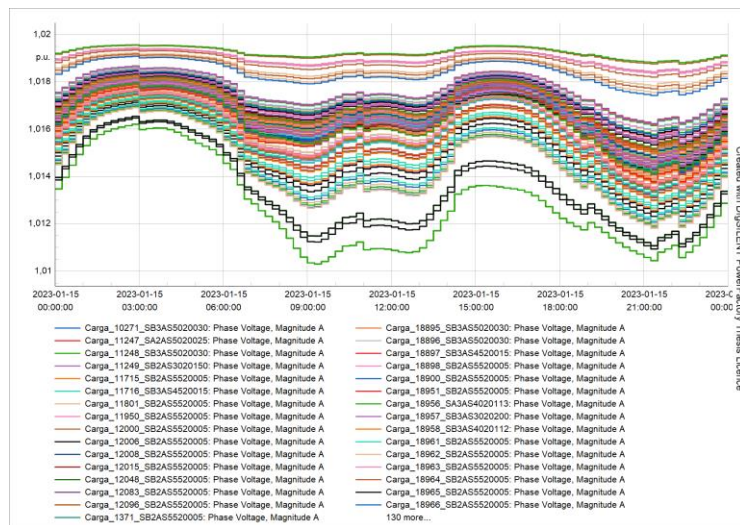


Figura 4.31: Valores p.u de voltajes en cargas, 15 de enero 2023, escenario 4

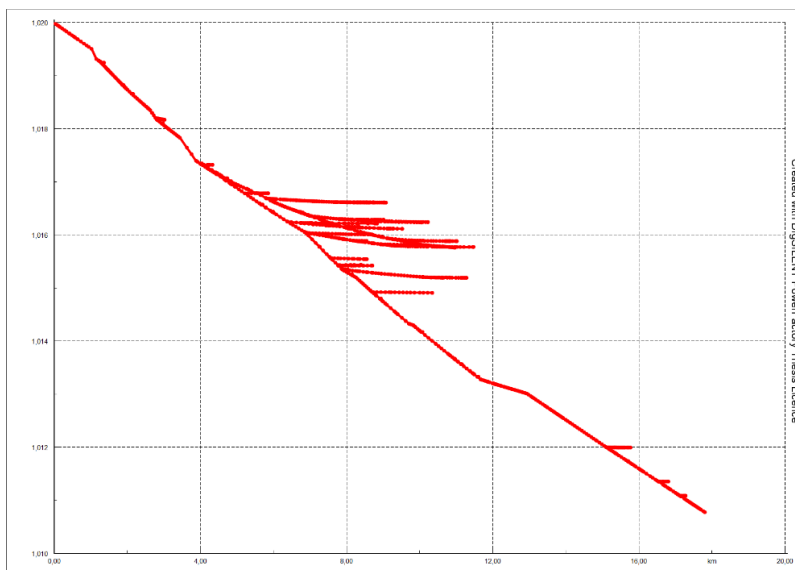


Figura 4.32: Perfil de voltaje en nodos del alimentador, 15 de enero 2023 12:30, escenario 4

En este último escenario es donde los impactos a la red logran ser mayores respecto a los demás, al igual que en el escenario 3 se puede ver un gran incremento en la cargabilidad para el 15 de enero, la cual no logra sobrepasar niveles exageradamente elevados. Un punto a destacar respecto a escenarios anteriores es que en el mes de julio ahora si se logran visualizar los efectos positivos que surgían solo en el verano gracias a la programación del despacho de baterías, como la disminución de pérdidas, una demanda marcadamente menor al alimentador y unos niveles de voltaje que cada vez están más acotados dentro del rango de 1,01 p.u y 1,02 p.u.

5. Conclusiones y comentarios

5.1. Sumario

El trabajo realizado se concentró en el desempeño de una red de distribución en MT real, bajo distintos modos de operación definidos por el comportamiento de clientes presentes en el lado de BT. Se han definido estos escenarios considerando ofertas presentes en el mercado español y el marco normativo vigente en Chile, el cual da a entender que las estrategias que se están aplicando en el sector eléctrico permiten una mayor integración de sistemas de GD y almacenamiento de energía en la matriz nacional, junto con una mayor atención a las preferencias del usuario. La combinación de ambas tecnologías está cada día más presente en el mercado, con la venta de kit solares que cuentan con baterías cuyo principal fin es el de maximizar la utilización del recurso solar, cargando el almacenamiento en horas de alta radiación y despachando en horas de alta demanda, en algunos escenarios este enfoque cambió definiendo horarios de carga y descarga que no necesariamente siguen este comportamiento, si no que se rigen por eventuales beneficios económicos obtenidos gracias a las condiciones impuestas por las tarifas. Todos estos parámetros de funcionamiento han sido definidos intentando simular condiciones que en un futuro no lejano se espera se repliquen en las redes nacionales. Una gestión eficiente por parte de la demanda mediante sistemas de gestión de energía propios del cliente, es algo que ayuda en gran manera a alcanzar objetivos propuestos en materia de eficiencia energética además de reducir costos por energía por parte del usuario.

5.2. Conclusiones

A partir de la combinación de GD de la mano de distintas tarifas que influyen en los horarios de carga y descarga de baterías en sistemas interactivos con la red, los escenarios de operación definidos logran exponer el comportamiento de las variables enunciadas en los objetivos del trabajo, llegando a presentar ventajas como reducción de pérdidas en las líneas, demanda al alimentador reducida, menor diferencia entre niveles mínimos y máximos de voltaje en cabecera del alimentador y en nodos de carga respetando valores definidos en norma. Todos estos efectos han sido mucho más visibles en el mes de enero para los cuatro escenarios, sobre todo la disminución en la curva de demanda y su peaks, logrando para este mes, un aplanamiento de esta curva en todos los casos. Para el mes de julio estos resultados no logran ser tan claros, pero sí existen escenarios con mayor

penetración en los cuales se siguen viendo estos impactos, sobre todo aquellos en los cuales hay alta presencia de tarifas que fomentan la estrategia más utilizada en estos sistemas, simplemente cargar baterías en horarios con excedentes y descargarlas en el peak de consumo. La capacidad dimensionada de las baterías tiene un papel importante en la disminución de estos impactos en invierno, ya que al ser un dimensionamiento moderado como se explicó en la sección 3.4.4, se demostró que las baterías trabajando en simultáneo con los PV en este mes de baja radiación, no logran por si solas equiparar las mejoras vistas en verano. y se intentó modificar la red de acuerdo a niveles de penetración de estas tecnologías que se puedan presentar en futuro real no tan lejano.

Como se pudo ver en el escenario 3 en el cual el aumento en la presencia de GD y almacenamiento fue mayor respecto a los anteriores, la descarga de baterías sí logró disminuir en mayor medida el peak de demanda entre 19:00 y 21:00 incluso con una generación fotovoltaica disminuida en este horario. En el escenario 4 la demanda logró disminuir entre 7:00 y 19:00, esto para invierno y verano, logrando así los clientes residenciales junto con sus SGED influir positivamente en la alta potencia que los clientes no residenciales demandan al alimentador. Hay que tener en cuenta la presencia de cargas que no han sido modeladas mediante una curva representativa residencial en el alimentador, por lo que lograr disminuir la demanda total del sistema mediante una gestión de energía por parte de los clientes residenciales en estos horarios en los que existe un consumo elevado por distintos tipos de clientes, es algo no menor considerando que las baterías no están sobredimensionadas.

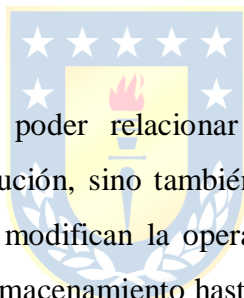
Respecto a los niveles de voltaje, tanto en la cabecera del alimentador como en los nodos de cargas se ha podido ver que mientras sube la penetración de los SGED, los niveles máximos de tensión alcanzados casi no varían por escenario, pero los niveles mínimos van subiendo poco a poco acotando este rango logrando disminuir la diferencia entre niveles máximos y mínimos presentes durante las 24 horas. Esta tendencia ha llamado la atención y se han realizado simulaciones que escapan de los definidos en el trabajo, con niveles de penetración y dimensionamiento muy elevados, escenarios que no representan una situación cercana a un futuro próximo, pero se ha podido comprobar que efectivamente estos niveles mínimos de voltaje siguen subiendo, obligando a los niveles máximos de voltaje a aumentar, llevando a fluctuaciones repentinas y valores alejados de la norma.

Partiendo de que en el escenario base, sin presencia de GD ni almacenamiento, la carga máxima presentada en una de las líneas del alimentador es de 27,01%, esta misma línea es la que

presentó los mayores porcentajes de carga en todos los escenarios, con un 22,951%, 23,43%, 21,033% y 21,526%. Se logró disminuir la exigencia a la línea entre un 6% y un 3.5%.

En general, bajo los resultados obtenidos se puede ver que la red es capaz de operar correctamente teniendo en cuenta el consumo y potencia definido por carga, respetando niveles de voltaje en norma, mejorando curva de demanda y disminuyendo exigencia máxima a líneas de distribución. Notar que la red en el escenario base presenta una carga máxima en líneas es de un 27,01%, y además el porcentaje de pérdidas en relación a la potencia demandada en horarios peak no sobrepasa el 2%, se puede entender que existe un sobredimensionamiento importante de las líneas en el caso en que la operación real del alimentador se acerque a los escenarios ficticios estudiados. En el caso en el que la demanda de los clientes residenciales sea modelada bajo las mismas curvas, pero manteniendo el factor por el que se multiplicaron en 1 (se trabajó con un factor en 0,6 como fue explicado en la sección 3.4, los bajos niveles de exigencia a las líneas se mantienen.

5.3. Trabajos futuros



Este trabajo ha servido para poder relacionar no solo una creciente presencia de almacenamiento en las redes de distribución, sino también los escenarios ficticios han definido y simulado condiciones de mercado que modifican la operación del almacenamiento, se ha subido gradualmente la penetración de GD y almacenamiento hasta llegar a porcentajes que no cubren más de un 40% de la potencia conectada en la red correspondiente a cargas, ya que se tuvo en cuenta que el almacenamiento de energía residencial mediante baterías de litio se puede ver como una tecnología que está dando sus primeros pasos en nuestras redes, por lo que se sugiere acoplar estudios como este que entregan resultados técnicos respecto al desempeño de la red junto con estudios económicos que puedan predecir de manera más precisa la futura presencia de GD y almacenamiento en nuestro país, específicamente en la zona de estudio, junto con ofertas de tarifas que pueden ser esperadas bajo el contexto de la creación del comercializador teniendo en cuenta que esto puede afectar el tiempo de amortización de estos sistemas por parte de usuarios residenciales, haciendo más atractiva su instalación. En este mismo ámbito, se recomienda realizar estudios que puedan predecir qué tan propensos son los clientes residenciales en el lado BT de la red, a cambiar su proveedor de energía a uno que ofrezca tarifas más flexibles.

Referencias

[1]	D. O. Alvarez, «Concepto.de,» 2023. [En línea]. Available: https://concepto.de/combustibles-fosiles/ . [Último acceso: 2023].
[2]	NASA, « https://climate.nasa.gov/ ,» Julio 2023. [En línea]. Available: https://climate.nasa.gov/en-espanol/datos/causas/ .
[3]	Met Office, « metoffice.gov.uk ,» 2023. [En línea]. Available: https://www.metoffice.gov.uk/about-us/press-office/news/weather-and-climate/2022/2021-hadcrut5-wmo-temperature-statement .
[4]	Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, «Ley 21.305: Sobre eficiencia energética,» Chile, 2021.
[5]	Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, «Plan nacional de eficiencia energética 2022-2026,» Chile, 2021.
[6]	Z. Ullah et al, «Renewable Energy Resources Penetration within Smart Grid: An Overview,» de <i>2020 International Conference on Electrical, Communication, and Computer Engineering (ICECCE)</i> , Istanbul, Turkey, 2020.
[7]	Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, «Ley 21.194: Rebaja a la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica,» Chile, 2019.
[8]	Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, «Proyecto de Ley: Establece el derecho a la portabilidad eléctrica,» Chile, 2020.
[9]	B. L. Yonghong Ma, «Hybridized Intelligent Home Renewable Energy Management System for Smart Grids,» <i>Sustainability</i> , vol. 12, nº 5, 2020.
[10]	Expansión, « datosmacro.expansion.com/ ,» 2022. [En línea]. Available: https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-consumo/chile .
[11]	M. Vahedipour-Dahraie et al, «Study of the Effect of Time-Based Rate Demand Response Programs on Stochastic Day-Ahead Energy and Reserve Scheduling in Islanded Residential Microgrids,» <i>Applied Sciences</i> , vol. 7, nº 4, p. 378, 2017.
[12]	M. R. R. Aravena, «ELABORACIÓN DE PERFILES DE DEMANDA A NIVEL DISTRIBUCIÓN PARA EFECTOS DE CONSIDERACIÓN EN PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO,» Santiago, Chile, 2019.
[13]	M. D. Stochitoiu y I. Utu, «Aspects of energy efficiency in modern electrical installations,» de <i>MATEC Web of Conferences 354, 00073</i> , Petrosani, 2022.
[14]	M. Sun et al, «Understanding building energy efficiency with administrative and emerging urban big data by deep learning in Glasgow,» <i>Energy and buildings</i> , vol. 273, nº 112331, 2022.
[15]	K. Ananda-Rao, M. A. Ismail, A. S. Rosmi, W. Z. Leow, S. M. Suboh, M. L. Fahmi y A. M. Abdullah, «A Potential Controller for Smart Electrical Energy Management System,» de <i>J. Phys.: Conf. Ser. 1878 012035</i> , Arau, Perlis, Malasia, 2021.
[16]	S. Dorahakia, R. Dashtia y H. Reza Shakerb, «Optimal energy management in the smart microgrid considering the electrical energy storage system and the demand-side energy efficiency program,» <i>Journal of Energy Storage</i> , vol. 28, nº 101229, 2020.
[17]	M. Ali et al, «A smart building with integrated energy management: Steps toward the creation of a smart city,» <i>Sustainable Energy Technologies and Assessments</i> , vol. 53 Parte C, nº 102663, 2022.
[18]	P. Dimitroulis y M. Alamaniotis, «Multimodal energy management system for residential building prosumers utilizing various lifestyles,» <i>Electric Power Systems Research</i> , vol. 213, nº 108732, 2022.
[19]	F. Alassery, «Advanced metering infrastructure smart metering based on cloud architecture for low voltage distribution networks in application of smart grid monitoring,» <i>Sustainable Computing: Informatics and Systems</i> , vol. 35, nº 100747, 2022.
[20]	I. K. Muhammad et al, «Hybrid smart grid with sustainable energy efficient resources for smart cities,» <i>Sustainable Energy Technologies and Assessments</i> , vol. 46, 2021.

[21]	D. M. Jaiswal y M. P. Thakre, «Modeling & designing of smart energy meter for smart grid applications,» <i>Global Transitions Proceedings</i> , Vols. %1 de %23, Issue 1, pp. 311-316, 2022.
[22]	A. La Fata et al, «An efficient Energy Management System for long term planning and real time scheduling of flexible polygeneration systems,» <i>Renewable Energy</i> , vol. 200, pp. 1180-1201, 2022.
[23]	H. Zhou y Z. Tian, «Population mobility network and spatial accessibility based on peer-to-peer interactive energy management,» <i>Sustainable Computing: Informatics and Systems</i> , vol. 36, n° 100800, 2022.
[24]	B. Chreim, M. Esseghir y L. Merghem-Boulaia, «LOSISH—LOad Scheduling In Smart Homes based on demand response: Application to smart grids,» <i>Applied Energy</i> , vol. 323, n° 119606, 2022.
[25]	Y. Liu et al, «A home energy management system incorporating data-driven uncertainty-aware user preference,» <i>Applied Energy</i> , vol. 326, n° 119911, 2022.
[26]	A. Tiwari y . N. M. Pindoriya, «Automated Demand Response in Smart Distribution Grid: A Review on Metering Technology and Optimization Models,» <i>Electric Power Systems Research</i> , vol. 206, n° 107835, 2022.
[27]	F. Ulloa-Vasquez, L. García-Santander, D. Carrizo y V. Heredia-Figueroa, «Intelligent Electrical Pattern Recognition of Appliances Consumption for Home Energy Management using High Resolution Measurement,» <i>IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS</i> , vol. 20, n° 2, pp. 326-334, 2022.
[28]	A. Mutule et al, «Implementing Smart City Technologies to Inspire Change in Consumer Energy Behaviour,» <i>Energies 2021</i> , vol. 14, n° 14, 2021.
[29]	Equipo instituto sistemas complejos de ingeniería , «Regulación de la distribución, aspectos críticos en Chile,» de <i>Seminario Nueva distribución eléctrica en Chile</i> , Santiago, Chile, 2019.
[30]	B. Hartono, S. P. Mursid y S. Prajogo, «Review: Home energy management system in a Smart Grid scheme to improve reliability of power systems,» de <i>IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 105 012081</i> , 2018.
[31]	S. Tuomela et al, «Impacts of home energy management systems on electricity consumption,» <i>Applied Energy</i> , vol. 299, n° 117310, 2021.
[32]	A. M. Jasim et al, «A new optimized demand management system for smart grid-based residential buildings adopting renewable and storage energies,» <i>Energy Reports</i> , vol. 9, pp. 4018-4035, 2023.
[33]	N. Al Khafaf et al, «Impact of battery storage on residential energy consumption: An Australian case study based on smart meter data,» <i>Renewable Energy</i> , vol. 182, pp. 390-400, 2022.
[34]	K. E. Ouedraogo, P. O. Ekim y E. Demirok, «Feasibility of low-cost energy management system using embedded optimization for PV and battery storage assisted residential buildings,» <i>Energy</i> , vol. 271, n° 126922, 2023.
[35]	Y. Ma et al, «Investigation of Smart Home Energy Management System for Demand Response Application,» <i>Front. Energy Res</i> , vol. 9, 2021.
[36]	A. Nacer, B. Marhic y L. Delahoche, «Smart Home, Smart HEMS, Smart heating: An overview of the latest products and trends,» de <i>2017 6th International Conference on Systems and Control (ICSC)</i> , Batna, Algeria, 2017.
[37]	A. C. Figueroa Castro y J. L. Mojica, «Informe Perspectiva Sectorial - Energía, Actualidad del sector energético colombiano,» 28 Febrero 2023. [En línea]. Available: https://investigaciones.corficolombiana.com/documents/38211/0/Informe%20Sectorial%20Sector%20Electrico%2024012023%20VF.pdf/6f0862d8-aacb-40fd-cc3e-0c95916bceba . [Último acceso: Abril 2023].
[38]	Coordinador eléctrico nacional, «INFORME MENSUAL,» Chile, Abril 2023.
[39]	Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, «Decreto 88: Aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala,» Chile, 2019.
[40]	IEA, «IEA.org,» 11 Julio 2023. [En línea]. Available: https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv . [Último acceso: Julio 2023].

[41]	McKinsey & Company, «Enabling renewable energy with battery energy storage systems,» 2023.
[42]	BetSolar, «2023 BetSolar - Distribuidor técnico de material fotovoltaico,» 2023. [En línea]. Available: https://betsolar.es/huawei-fusionsolar-modo-de-funcionamiento-time-of-use-en-acumuladores-luna/ . [Último acceso: Junio 2023].
[43]	victron energy , «vintron energy BLUE POWER,» 18 Julio 2023. [En línea]. Available: https://www.victronenergy.com/live/venus-os:start .
[44]	E. Rodriguez Profesor del CFP Tecnológico Industrial de León, «AREATECNOLOGÍA,» [En línea]. Available: https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html . [Último acceso: Mayo 2023].
[45]	H. K. Lakeh, «greenmatch.co.uk,» 2023. [En línea]. Available: https://www.greenmatch.co.uk/solar-energy/photovoltaics . [Último acceso: Mayo 2023].
[46]	EIA, «eia.gov,» Mayo 2023. [En línea]. Available: https://www.eia.gov/energyexplained/solar/photovoltaics-and-electricity.php . [Último acceso: Mayo 2023].
[47]	Ingenieros Top, « https://ingenierostop.com/ ,» 2019. [En línea]. Available: https://ingenierostop.com/articulos/9-Como-funcionan-los-paneles-solares . [Último acceso: Mayo 2023].
[48]	antusol, «antusol.webcindario.com,» [En línea]. Available: https://antusol.webcindario.com/energiafotovoltaica.html . [Último acceso: Mayo 2023].
[49]	D. M. E. Webber, «stem.guide,» [En línea]. Available: https://stem.guide/topic/fuentes-de-energia-primaria-y-secundaria/?lang=es . [Último acceso: Mayo 2023].
[50]	MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN; SUBSECRETARIA DE ECONOMIA, FOMENTO Y ECONSTRUCCION, «DFL 4/20018, FIJA TEXTO REFUNDIDO, COORDINADO Y SISTEMATIZADO DEL DECRETO CON FUERZA DE LEY Nº 1, DE MINERIA, DE 1982, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS, EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA,» Chile, 2006.
[51]	V. Quintero et al, «Lithium Ion Batteries: features and applications,» <i>Revista de I+D tecnológico</i> , vol. 17, nº 1, 2021.
[52]	E. Soto Sepulveda, «phineal.com,» 29 Septiembre 2017. [En línea]. Available: https://www.phineal.com/baterias-la-siguiente-revolucion-de-la-energia/ . [Último acceso: Mayo 2023].
[53]	roofit.solar, «roofit.solar,» 8 Mayo 2023. [En línea]. Available: https://roofit.solar/everything-you-need-to-know-about-solar-batteries/# .
[54]	McKinsey & Company, Global Battery Alliance, «Battery 2030: Resilient, sustainable, and circular,» 2023.
[55]	Comisión nacional de energía, «NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN,» Santiago, Chile, 2019.
[56]	electrifica, «electrifica.cl,» 2023. [En línea]. Available: https://www.electrifica.cl/Producto.aspx?id=143 . [Último acceso: Mayo 2023].
[57]	Superintendencia de electricidad y combustibles, división de ingeniería eléctrica, «Pliego técnico normativo RPTD N°02,» Chile, 2020.
[58]	L. Chabla-Auqui, D. Ochoa-Correa, E. Villa-Ávila y P. Astudillo Salinas, «Distributed Generation Applied to Residential Self-Supply in South America in the Decade 2013–2023: A Literature Review,» <i>Energies</i> , vol. 16, nº 17, p. 6207, 2023.
[59]	F. Bahamondez, «DLA PIPER,» 16 Septiembre 2020. [En línea]. Available: https://www.dlapiper.cl/en/2020/09/16/distributed-generation-a-rising-energy-market-in-chile/ . [Último acceso: Mayo 2023].
[60]	Environmental and Energy Study Institute, «EESI,» [En línea]. Available: https://www.eesi.org/topics/distributed-generation/description . [Último acceso: Mayo 2023].

[61]	United Nations Climate Change, «United Nations Climate Change,» [En línea]. Available: https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris . [Último acceso: Mayo 2023].
[62]	EUROPEAN COMMISSION , «Energy Roadmap 2050,» Bruselas, Bélgica, 2011.
[63]	J. Piedra Fierro, «ciperchile,» 3 Enero 2023. [En línea]. Available: https://www.ciperchile.cl/2023/01/03/la-caja-negra-de-las-tarifas-electricas/ . [Último acceso: Mayo 2023].
[64]	C. Monforte, «El autoconsumo crece un 108% y hace descender la demanda eléctrica un 4,6%,» Abril 2023. [En línea]. Available: https://cincodias.elpais.com/companias/2023-04-04/el-autoconsumo-crece-un-108-y-hace-descender-la-demanda-electrica-un-46.html . [Último acceso: Mayo 2023].
[65]	EMBER, «Global Electricity Review 2022,» 2022.
[66]	GIZ, NAMACHILE, Ministerio de Energía, «Índice de precios de sistemas fotovoltaicos (FV) conectados a la red de distribución comercializados en Chile,» Santiago, Chile, 2020.
[67]	Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, «Explorador Solar,» 2017. [En línea]. Available: https://solar.minenergia.cl/exploracion . [Último acceso: Julio 2023].
[68]	solorchile, «solorchile.com,» 2023. [En línea]. Available: https://solorchile.com/paneles-solares/ . [Último acceso: Mayo 2023].
[69]	Helius, «Helius.cl,» 2023. [En línea]. Available: https://www.helius.cl/paneles-fotovoltaicos/sistema-on-grid-vs-off-grid/ . [Último acceso: Mayo 2023].
[70]	SuriaEnergy, «SuriaEnergy.com,» 2023. [En línea]. Available: https://www.suriaenergy.com/tipos-de-instalaciones-solares-ongrid-offgrid-e-hibridos . [Último acceso: Mayo 2023].
[71]	area tecnologia, «AREATECNOLOGICA,» 2023. [En línea]. Available: https://www.areatecnologia.com/electricidad/factor-de-potencia.html . [Último acceso: Mayo 2023].
[72]	Coordinador eléctrico nacional, «coordinador.cl,» 2023. [En línea]. Available: https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/ . [Último acceso: Junio 2023].
[73]	Secretaría general de la presidencia, <i>MENSAJE DE S.E. EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA CON EL QUE INICIA UN PROYECTO DE LEY QUE ESTABLECE EL DERECHO A LA PORTABILIDAD ELECTRICA</i> , Santiago, Chile, 2020.
[74]	R. Torres M., «Clientes libres y clientes regulados en el sistema eléctrico,» 2019.
[75]	Ministerio de Energía, Comisión nacional de energía, <i>Modernización de la Distribución</i> , Santiago, Chile, 2020.
[76]	Ministerio de energía, «Ley 21.194: Rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el procesotarifario de distribución eléctrica,» Chile, 2019.
[77]	Ministerio de energía, «Ley 20.571: Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales,» Chile, 2012.
[78]	Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, «sec.cl,» Mayo 2017. [En línea]. Available: https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2019/07/1-PRESENTACION-LEY-20571.pdf . [Último acceso: Mayo 2023].
[79]	Comisión nacional de energía, «ANUARIO ESTADÍSTICO DE ENERGÍA AÑO 2022,» 2022.
[80]	Ministerio de energía, «Ley 21118: Modifica la ley general de servicios eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales,» Chile, 2018.
[81]	solcorchile, «solorchile.com,» 25 Septiembre 2020. [En línea]. Available: https://solorchile.com/cambios-en-la-ley-net-billing-ley-21118/ . [Último acceso: Mayo 2023].
[82]	ACERA, «acera.cl,» Junio 2023. [En línea]. Available: https://www.acera.cl/estadisticas/ . [Último acceso: Junio 2023].

[83]	Ministerio de energía, «Ley 21.505: Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad,» Chile, 2022.
[84]	GLOBAL SOLAR ATLAS, «globalsolaratlas.info,» 2023. [En línea]. Available: https://globalsolaratlas.info/map . [Último acceso: Junio 2023].
[85]	SolarPowerEurope, «api.solarpowereurope.org,» 2022. [En línea]. Available: https://api.solarpowereurope.org/uploads/5222_SPE_EMO_2022_full_report_ver_03_1_319d70ca42.pdf . [Último acceso: Mayo 2023].
[86]	N. Singh, «La estrategia que sirvió en España y podría aplicarse en Latinoamérica para desarrollar generación distribuida,» España, 2020.
[87]	Consejo de la UE, «consilium.europa.eu,» 30 Marzo 2023. [En línea]. Available: https://www.consilium.europa.eu/es/press/press-releases/2023/03/30/council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-renewable-energy-directive/ . [Último acceso: Junio 2023].
[88]	Selectra, «selectra.es,» 2022. [En línea]. Available: https://selectra.es/autoconsumo/info/normativa/impuesto-sol . [Último acceso: Mayo 2023].
[89]	Selectra, «Comparadorluz by Selectra,» 2021. [En línea]. Available: https://comparadorluz.com/faq/impuesto-sol . [Último acceso: Mayo 2023].
[90]	APPA renovables, «appa.es,» 2022. [En línea]. Available: https://www.appa.es/appa-autoconsumo/marco-regulatorio-autoconsumo/ . [Último acceso: Junio 2023].
[91]	APPA autoconsumo, «I INFORME ANUAL DEL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO,» 2022.
[92]	C. A. Pascual, «newtral.es,» 10 Enero 2023. [En línea]. Available: https://www.newtral.es/autoconsumo-espana-agenda-2030/20230110/ . [Último acceso: Mayo 2023].
[93]	Rodrigo Palma, Rigoberto Torres, Alejandro Navarro, Carlos Benavides, Guillermo Jiménez, «Análisis para el diseño e implementación, en el mercado mayorista, del comercializador de energía a usuarios finales en distribución,» Santiago, Chile, 2020.
[94]	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «cnmc.es,» 2022. [En línea]. Available: https://www.cnmc.es/sobre-la-cnmc/que-es-la-cnmc . [Último acceso: Mayo 2023].
[95]	N. García Bernal, «Mercado eléctrico: incorporación del segmento de comercialización de electricidad, Experiencia internacional en Estados Unidos y España,» Santiago, Chile, 2020.
[96]	bms. Renovables, «segurorenovables.com,» 2023. [En línea]. Available: https://www.segurorenovables.com/mercado-electrico/que-es-el-pool-electrico-y-como-funciona/ . [Último acceso: Mayo 2023].
[97]	N. García Bernal, «Actividad de Comercialización de Electricidad en España,» Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Asesoría Técnica Parlamentaria, Chile, 2020.
[98]	Oficinas SEC, «Gis eléctrico - Prueba,» 2023. [En línea]. Available: https://apps.sec.cl/GisElect/index.html . [Último acceso: Junio 2023].
[99]	First Energy, «Firstenergycorp,» 2023. [En línea]. Available: https://www.firstenergycorp.com/supplierservices/pa/pp/load_profile.html . [Último acceso: Junio 2023].
[100]	Pflugrad et al, «LoadProfileGenerator: An Agent-Based Behavior Simulation for Generating Residential Load Profiles,» <i>Journal of Open Source Software</i> , vol. 7, nº 71, p. 3574, 2022.
[101]	DESTATIS Statistisches Bundesamt, «destatis.de,» 2023. [En línea]. Available: https://www.destatis.de/EN/Themes/Society-Environment/Environment/Environmental-Economic-Accounting/private-households/_node.html . [Último acceso: Junio 2023].
[102]	Risen solar technology, <i>Titan high performance monocrystalline perc module 150</i> , Ningbo, China, 2021.
[103]	Battery unviersity, «batteryuniversity.com,» 25 Octubre 2021. [En línea]. Available: https://batteryuniversity.com/article/bu-402-what-is-c-rate . [Último acceso: Junio 2023].

[104] victron energy, *Batería de Litio-Ion de 24V 180Ah y derivador Lynx-ion*, Almere, Netherlands.

[105] Cambio Energético, «Cambio Eenergético, especialistas en ahorro energético y renovables,» 22 Septiembre 2022. [En línea]. Available: <https://www.cambioenergetico.com/blog/profundidad-descarga-bateria/>. [Último acceso: Junio 2023].

[106] Independent power, «solarips.com,» 2023 © Independent Power, 25 Enero 2021. [En línea]. Available: <https://www.solarips.com/battery-storage-101-what-is-depth-of-discharge>. [Último acceso: 2023].

Anexos

Anexo A:

Tabla A.1: Potencias conectadas por carga originales y nueva definición de tipo de carga

Carga	Potencia activa (kW)	Potencia reactiva (kVAr)	Potencia aparente (kVA)	f.p	Tipo de carga definido
Carga_45102_QA3BH30N01N0000	1,650653	0,136342	1,656274	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_9261_QA3BH30N01N0000	1,660541	0,137159	1,666196	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_9300_QA3BH30N01N0000	1,660853	0,137184	1,666509	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_49777_QA3BH30N01N0000	1,661703	0,137255	1,667362	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_19480_QA3BH30N01N0000	1,662451	0,137316	1,668112	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_28416_QA3BH30N01N0000	1,662547	0,137324	1,668209	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_4920_QA3BH30N01N0000	1,662719	0,137338	1,668381	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_2311_QA3BH30N01N0000	1,664265	0,137466	1,669932	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_34488_QA3BH30N01N0000	1,664342	0,137473	1,67001	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18974_QA3BH30N01N0000	1,664577	0,137492	1,670246	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_4475_QA3BH30N01N0000	1,665248	0,137547	1,670919	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_19471_QA3BH30N01N0000	1,666238	0,137629	1,671912	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_20034_QA3BH30N01N0000	1,666979	0,137769	1,672656	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_38584_QA3BH30N01N0000	1,667272	0,137715	1,67295	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_3927_QA3BH30N01N0000	1,669767	0,137921	1,675453	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_41991_QA3BH30N01N0000	1,679433	0,138719	1,685152	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_94526_SB2AS5520005	3,291006	0,271833	3,302213	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_44295_SB2AS5520005	3,302482	0,272781	3,313728	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_22335_SB2AS5520005	3,304658	0,272961	3,315912	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_8957_SB2AS5520005	3,305625	0,27304	3,316882	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_25681_SB2AS5520005	3,307797	0,27322	3,319062	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_19337_SB2AS5520005	3,310471	0,273441	3,321745	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_20452_SB2AS5520005	3,313317	0,273676	3,3246	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_48159_SB2AS5520005	3,315676	0,273871	3,326967	0,996606	CARGAS 1PH

Carga_18951_SB2AS5520005	3,317189	0,273996	3,328486	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_36097_SB2AS5520005	3,317528	0,274024	3,328826	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_9270_SB2AS5520005	3,319136	0,274156	3,330439	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_31901_SB2AS5520005	3,319286	0,274169	3,33059	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_46941_SB2AS5520005	3,320189	0,274243	3,331496	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_12015_SB2AS5520005	3,323965	0,274555	3,335285	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_8838_SB2AS5520005	3,324458	0,274596	3,335779	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_26542_SB2AS5520005	3,325055	0,274645	3,336378	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_4921_SB2AS5520005	3,32557	0,274688	3,336895	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_1372_SB2AS5520005	3,326026	0,274725	3,337353	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_45054_SB2AS5520005	3,32628	0,274746	3,337607	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_8756_SB2AS5520005	3,327474	0,274845	3,338806	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18961_SB2AS5520005	3,328188	0,274904	3,339522	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18966_SB2AS5520005	3,328199	0,274905	3,339533	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18962_SB2AS5520005	3,328206	0,274906	3,33954	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_8281_SB2AS5520005	3,328914	0,274964	3,34025	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_12048_SB2AS5520005	3,329139	0,274983	3,340476	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_48734_SB2AS5520005	3,329246	0,274991	3,340584	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_11950_SB2AS5520005	3,329274	0,274994	3,340612	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_12006_SB2AS5520005	3,329309	0,274997	3,340647	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_11715_SB2AS5520005	3,3295	0,275012	3,340839	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_22055_SB2AS5520005	3,329611	0,275022	3,34095	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18741_SB2AS5520005	3,333005	0,275302	3,344355	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_12008_SB2AS5520005	3,333613	0,275352	3,344966	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_49437_SB2AS5520005	3,333697	0,275359	3,34505	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_12000_SB2AS5520005	3,33375	0,275363	3,345103	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_89240_SB2AS5520005	3,333952	0,27538	3,345306	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18898_SB2AS5520005	3,338439	0,275751	3,349808	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18900_SB2AS5520005	3,339712	0,275856	3,351085	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_90292_SB2AS5520005	3,34121	0,27598	3,352588	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18711_SB2AS5520005	3,343324	0,276154	3,35471	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_86556_SB2AS4020010	3,359227	0,277468	3,370667	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_22504_SB3AS4520015	4,921588	0,406517	4,938349	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_37551_SB3AS4520015	4,933271	0,407482	4,950071	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_11801_SB2AS5520005	4,955209	0,409294	4,972084	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_4161_SB2AS5520005	4,968149	0,410363	4,985068	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18702_SB2AS5520005	4,9741	0,410854	4,991039	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18718_SB2AS5520005	4,980509	0,411384	4,99747	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_53246_SB2AS5520005	4,981166	0,411438	4,998129	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_11716_SB3AS4520015	4,981747	0,411486	4,998713	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_26625_SB2AS5520005	4,982126	0,411517	4,999092	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_43473_SB2AS5520005	4,982794	0,411572	4,999763	0,996606	CARGAS 1PH

Carga_50815_SB2AS5520005	4,986289	0,411861	5,00327	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_50603_SB2AS5520005	4,987543	0,411965	5,004528	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_52338_SB2AS5520005	4,988237	0,412022	5,005224	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_1371_SB2AS5520005	4,989687	0,412142	5,00668	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18963_SB2AS5520005	4,99229	0,412357	5,009291	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18964_SB2AS5520005	4,992461	0,412371	5,009462	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_50918_SB2AS5520005	4,99251	0,412375	5,009512	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_33069_SB2AS5520005	4,992587	0,412381	5,009589	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_3813_SB2AS5520005	4,99274	0,412394	5,009743	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_48066_SB2AS5520005	4,99393	0,412492	5,010937	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_49436_SB2AS5520005	4,994246	0,412518	5,011254	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_2303_SB3AS4520015	4,99426	0,412519	5,011268	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_4474_SB2AS5520005	4,994788	0,412563	5,011798	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_52441_SB2AS5520005	5,00032	0,41302	5,017348	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18793_SB2AS5520005	5,000343	0,413022	5,017372	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_49345_SB2AS5520005	5,000401	0,413027	5,017429	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_82152_SB2AS5520005	5,003593	0,41329	5,020632	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_86651_SB2AS5520005	5,005346	0,413435	5,022392	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_12096_SB2AS5520005	5,005358	0,413436	5,022403	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18897_SB3AS4520015	5,008418	0,413689	5,025474	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_53620_SB2AS5520005	5,008616	0,413705	5,025673	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_19511_SB2AS5520005	5,013918	0,414143	5,030993	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_90779_SB2AS5020025	8,297709	0,68538	8,325966	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_51963_SB2AS5020025	8,300504	0,685611	8,328772	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_86301_SB2AS5020025	8,31277	0,686624	8,34108	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_46823_SB2AS5520005	8,317532	0,687017	8,345858	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18965_SB2AS5520005	8,321058	0,687309	8,349396	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_43187_SB2AS5520005	8,322838	0,687456	8,351181	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_93110_SB2AS5020025	8,334196	0,688394	8,362577	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_12083_SB2AS5520005	8,33522	0,688479	8,363606	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_91908_SB2AS5020025	8,343667	0,689176	8,372082	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_43420_SB3AS5020030	9,904977	0,818138	9,938708	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_22249_SB3AS5020030	9,930714	0,820264	9,964532	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18896_SB3AS5020030	9,969716	0,823486	10,00367	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_18895_SB3AS5020030	9,969744	0,823488	10,0037	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_19478_SB3AS5020030	9,972411	0,823708	10,00637	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_11248_SB3AS5020030	9,973247	0,823777	10,00721	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_19516_SB3AS5020030	9,977513	0,82413	10,01149	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_22044_SB3AS5020030	9,978892	0,824244	10,01288	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_19472_SB3AS5020030	9,983937	0,82466	10,01794	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_10271_SB3AS5020030	9,98988	0,825151	10,0239	0,996606	CARGAS 1PH
Carga_25416_SB3AS5020030	10,00232	0,826179	10,03638	0,996606	CARGAS 2PH

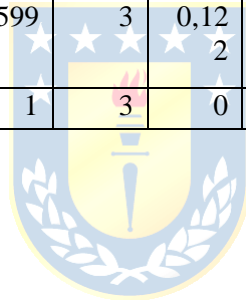
Carga_1444_SB3AS5020030	10,01087	0,826885	10,04496	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_82185_SB3AS5020030	10,02905	0,828387	10,0632	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_19506_SB3AS5020030	10,03011	0,828474	10,06427	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_22348_SB3AS5020030	10,07805	0,832434	10,11237	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_8850_SA2AS5020025	14,80919	1,22322	14,85962	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_30598_SA2AS5020025	14,89989	1,230712	14,95063	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_90808_SA2AS5020025	14,93529	1,233636	14,98615	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_9301_SA2AS5020025	14,94657	1,234567	14,99747	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_11247_SA2AS5020025	14,95762	1,23548	15,00856	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_40035_SA2AS5020025	14,95779	1,235494	15,00873	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_7948_SA2AS5020025	14,97197	1,236665	15,02296	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_90319_SA2AS5020025	14,97213	1,236678	15,02312	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_18973_SA2AS5020025	14,98069	1,237386	15,03171	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_19370_SA2AS5020025	14,98235	1,237523	15,03337	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_4473_SA2AS5020025	14,9825	1,237535	15,03352	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_88763_SA2AS5020025	14,98377	1,23764	15,0348	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_19369_SA2AS5020025	14,99635	1,238679	15,04742	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_18652_SA2AS5020025	14,99884	1,238885	15,04992	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_52415_SA2AS5020025	15,00097	1,23906	15,05206	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_51481_SA2AS5020025	15,00418	1,239326	15,05528	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_48830_SA2AS5020025	15,00564	1,239446	15,05674	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_53683_SA2AS5020025	15,02951	1,241418	15,08069	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_23357_SA2AS5020025	15,034	1,241789	15,0852	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_25473_SA2AS5020025	15,09455	1,24679	15,14595	0,996606	CARGAS 2PH
Carga_18736_SA2AS5020025	24,91236	2,057729	24,9972	0,996606	CARGAS 3PH
Carga_82368_SA2AS5020025	24,93006	2,059191	25,01496	0,996606	CARGAS 3PH
Carga_53076_SA2AS5020025	24,94727	2,060612	25,03223	0,996606	CARGAS 3PH
Carga_49277_SA2AS5020025	24,96876	2,062387	25,05379	0,996606	CARGAS 3PH
Carga_41665_SA2AS5020025	24,96942	2,062442	25,05445	0,996606	CARGAS 3PH
Carga_4589_SA2AS5020025	24,97073	2,06255	25,05577	0,996606	CARGAS 3PH
Carga_45976_SA2AS5020025	24,98277	2,063544	25,06785	0,996606	CARGAS 3PH
Carga_29045_SA2AS5020025	24,99388	2,064462	25,079	0,996606	CARGAS 3PH
Carga_18796_SA2AS5020025	24,99388	2,064462	25,079	0,996606	CARGAS 3PH
Carga_42920_SA2AS5020025	24,99615	2,06465	25,08128	0,996606	CARGAS 3PH
Carga_19466_SA2AS5020025	25,16493	2,078591	25,25063	0,996606	CARGAS 3PH
Carga_18958_SB3AS4020112	36,74833	3,035364	36,87348	0,996606	CARGAS 3PH COM
Carga_45983_SB3AS4020112	37,31011	3,081766	37,43717	0,996606	CARGAS 3PH COM
Carga_9839_SB3AS4020112	37,5451	3,101177	37,67296	0,996606	CARGAS 3PH COM
Carga_48980_SB3AS4020112	37,65201	3,110007	37,78023	0,996606	CARGAS 3PH COM
Carga_51645_SB3AS4020112	37,65711	3,110428	37,78535	0,996606	CARGAS 3PH COM
Carga_89736_SB3AS3020150	49,52128	4,090393	49,68992	0,996606	CARGAS 3PH COM
Carga_91451_SB2AS3020200	49,84728	4,117321	50,01703	0,996606	CARGAS 3PH COM

Carga_91449_SB2AS3020200	49,84728	4,117321	50,01703	0,996606	CARGAS 3PH COM
Carga_11249_SB2AS3020150	49,86497	4,118782	50,03478	0,996606	CARGAS 3PH COM
Carga_50717_SB2AS3020150	49,8701	4,119206	50,03993	0,996606	CARGAS 3PH COM
Carga_39727_SB2AS3020150	49,90812	4,122346	50,07808	0,996606	CARGAS 3PH COM
Carga_24188_SB3AS3020200	65,62218	5,420308	65,84566	0,996606	Trafo_3F
Carga_18957_SB3AS3020200	65,62218	5,420308	65,84566	0,996606	Trafo_3F
Carga_18956_SA3AS4020113	98,43319	8,130454	98,76839	0,996606	Trafo_3F
Carga_49560_SA3AS4020113	99,72101	8,236826	100,0606	0,996606	Trafo_3F
Carga_48704_SA3AS4020113	100,7779	8,324123	101,1211	0,996606	Trafo_3F
Carga_20620_SA3CS2030500	167,6485	13,84755	168,2194	0,996606	Trafo_3F
Carga_86568_SA3AS4020113	167,8879	13,86732	168,4596	0,996606	Trafo_3F

Tabla A.2: Características técnicas de líneas originales

Tipo de línea	Tensión nominal (kV)	Corriente nominal (kA)	Nº de fases	R'(Ω/km)	X'(Ω/km)	L'(mH/km)	R0'(Ω/km)	X0'(Ω/km)	L0'(mH/km)
DES_AEREO_CU_3 F_15KV_008 mm2	23	0,09	3	2,155	0,369	1,175	2,303	1,807	5,752
DES_AEREO_CU_2 F_15KV_010 mm2	23	0,11	3	1,709	0,362	1,152	1,857	1,8	5,73
DES_AEREO_CU_3 F_15KV_017 mm2	23	0,14	3	1,077	0,398	1,267	1,225	1,686	5,367
DES_AEREO_CU_2 F_15KV_017 mm2	23	0,14	3	1,077	0,348	1,108	1,225	1,786	5,685
DES_AEREO_CU_3 F_15KV_017 mm2(1)	23	0,14	3	1,077	0,398	1,267	1,225	1,686	5,367
XLPE_SUBTE_CU_2F_15KV_034 mm2	23	0,155	3	0,628	0,057	0,181	2,753	0,163	0,519
XLPE_SUBTE_CU_3F_23KV_042 mm2	23	0,175	3	0,497	0,1	0,318	2,418	0,151	0,481
XLPE_AEREO_AL_3F_23KV_050 mm2	23	0,226	3	0,659	0,336	1,07	0,785	1,645	5,236
XLPE_AEREO_AL_2F_23KV_050 mm2	23	0,226	3	0,641	0,366	1,165	0,737	1,227	3,906
XLPE_AEREO_AL_3F_23KV_050 mm2(1)	23	0,226	3	0,659	0,336	1,07	0,785	1,645	5,236
DES_AEREO_CU_3 F_15KV_034 mm2	23	0,23	3	0,548	0,372	1,184	0,696	1,66	5,284
DES_AEREO_CU_2 F_15KV_034 mm2	23	0,23	3	0,548	0,322	1,025	0,696	1,76	5,602

XLPE_AEREO_AL_2F_23KV_070 mm2(1)	23	0,269	3	0,44	0,345	1,098	0,54	1,2	3,82
XLPE_AEREO_AL_3F_23KV_070 mm2	23	0,269	3	0,44	0,42	1,337	0,62	1,63	5,188
XLPE_AEREO_AL_2F_23KV_070 mm2	23	0,269	3	0,44	0,345	1,098	0,54	1,2	3,82
XLPE_AEREO_AL_3F_23KV_070 mm2(1)	23	0,269	3	0,44	0,42	1,337	0,62	1,63	5,188
XLPE_AEREO_AL_3F_15KV_095 mm2	23	0,28	3	0,385	0,352	1,12	0,533	1,619	5,153
XLPE_SUBTE_CU_3F_23KV_120 mm2	23	0,325	3	0,17	0,102	0,325	0,51	0,306	0,974
XLPE_AEREO_AL_3F_23KV_185 mm2(1)	23	0,436	3	0,198	0,331	1,054	0,346	1,598	5,087
XLPE_AEREO_AL_3F_23KV_185 mm2	23	0,436	3	0,198	0,331	1,054	0,346	1,598	5,087
XLPE_AEREO_AL_3F_23KV_300 mm2	23	0,599	3	0,122	0,315	1,003	0,27	1,582	5,036
CONECTOR	23	1	3	0	0	0	0	0	0



Anexo B:

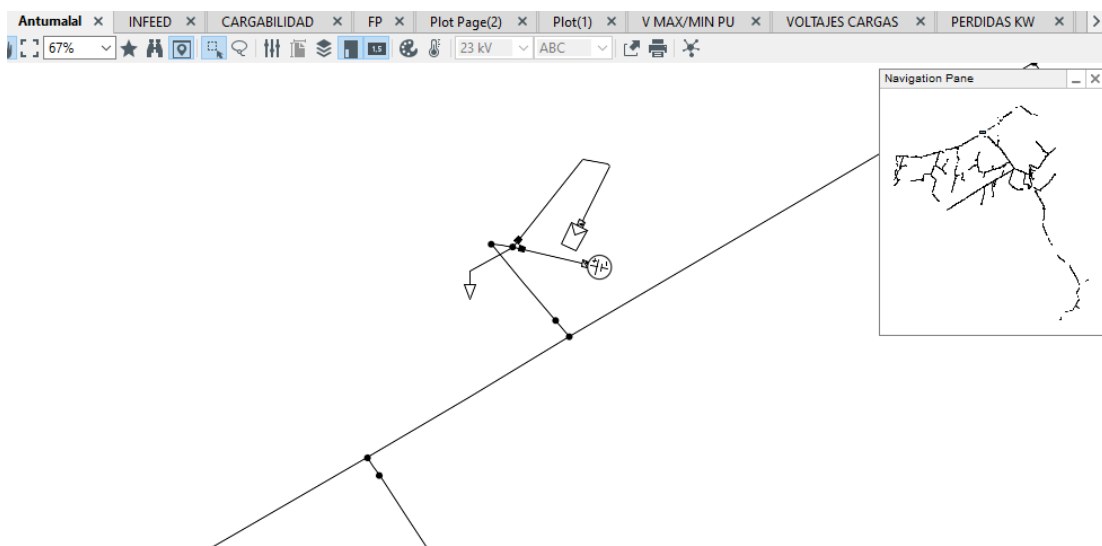


Figura B.1: Figura representativa de conexión de GD y almacenamiento a cada nodo de carga

Figura B.2: Características técnicas de paneles fotovoltaicos instalados en cargas

En la tabla B.1 se presentan para rangos definidos según potencia conectada en nodo de carga, el consumo diario en kWh junto con el dimensionamiento de la GD y almacenamiento conectado a los nodos correspondientes.

Tabla B.1: Energía consumida diariamente, dimensionamiento de GD y almacenamiento por nodos

Número de nodos de carga	Rango de potencia conectada en nodo de carga (kW)	Consumo diario aproximado por nodo (kWh)	kW pico por GD calculada por nodo (kW)	Número de PV finalmente instalados en nodo	Potencia pico por GD implementada en nodo (kW)	Capacidad de almacenamiento (kWh)	Energía utilizable del almacenamiento, respetando DoD (kWh)
11	24 a 26	197,5	25,6	48	24	21,6	18
20	14 a 24	118,5	15,3	30	15	12	10
15	9 a 14	79	10	20	10	9	7,5
9	8 a 9	65,57	8,5	16	8	7,2	6
32	4 a 8	39,5	5,13	10	5	4,32	3,6
40	3 a 4	26,07	3,3	6	3	3	2,5
16	1 a 3	12,64	1,64	3	1,5	1,44	1,2