



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

**ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE APLICACIONES BEHIND-THE-METER
(BTM) EN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DIEGO IGNACIO CECARLOS ÁVALOS SOLÍS

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

PROFESOR CO-GUÍA:
DANNY ESPÍN SARZOSA

COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE
2024

ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE APLICACIONES BEHIND-THE-METER (BTM) EN CHILE

Como parte de la evolución que está viviendo el sector eléctrico a nivel internacional, en el marco de la transición energética hacia la carbono neutralidad, uno de los desarrollos de mayor interés es el de las aplicaciones *behind-the-meter* (BTM), las cuales en términos generales apuntan a hacer de los consumidores residenciales, comerciales e industriales, actores activos del sector eléctrico. Se busca alcanzar esto por medio de la incorporación de recursos renovables a nivel distribuido, que otorguen flexibilidad y eficiencia de modo de incrementar la calidad de vida de los usuarios.

Bajo el contexto mencionado, este trabajo de título tiene por objetivo identificar las diferentes aplicaciones BTM registradas en la experiencia internacional para adaptarlas a la realidad chilena, analizando las oportunidades y desafíos que conlleva implementar las medidas identificadas.

Así, se plantea una propuesta metodológica generalizada aplicable a cualquier país, que permite identificar el potencial de las aplicaciones BTM a través de seis etapas. Esta metodología es aplicada al caso chileno en este trabajo. Algunas de las principales conclusiones se presentan a continuación:

- Se identifican ocho aplicaciones BTM principales: (1) reserva en giro; (2) regulación de frecuencia; (3) regulación de tensión; (4) retraso de refuerzos; (5) flexibilidad de la demanda; (6) auto-consumo; (7) arbitraje y (8) confiabilidad de servicio.
- Los principales beneficios asociados son: (1) una operación del sistema eléctrico más eficiente; (2) el alivio del sistema de distribución en horas punta; (3) la disminución en la tarifa de consumo eléctrico y (4) un mayor grado de participación de los consumos en el sistema. Por otra parte, los principales desafíos son: (1) la incertidumbre asociada a los consumidores; (2) la falta de un marco normativo y figuras de mercado y (3) el costo de los sistemas de almacenamiento.
- Actualmente en Chile no se cuenta con las condiciones necesarias a nivel normativo y técnico para la implementación plena de un 50% de las aplicaciones identificadas, correspondiente a aplicaciones de tipo sistémicas.
- El restante 50%, correspondiente a aplicaciones de usuario final, presenta mejores condiciones de factibilidad, sin embargo, solo el auto-consumo es viable bajo todos los criterios de evaluación.
- Existe un potencial de instalación de 11,5 (GW) en techos solares a nivel nacional considerando limitaciones de factibilidad constructiva.

A mis padres y a mi novia.

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mi familia, que durante estos seis años de estudios, y desde mucho antes, me ha apoyado incondicionalmente. Gracias a mi papá por sus infatigables horas de trabajo, por su ejemplo de perseverancia, de esfuerzo y de responsabilidad. Gracias por siempre tener un tiempo para mí. Gracias a mi mamá por su cariño inagotable, por su cuidado, por su atención y por preocuparse de que nada me faltase. Gracias a mi abuelita y a mis hermanas, por siempre creer en mí.

Agradezco también al profesor Rodrigo Palma, cuyos consejos y comentarios ayudaron a hacer de este un mucho mejor trabajo. Al profesor Danny Espín, cuyas recomendaciones me fueron de gran ayuda y que fue fundamental para el desarrollo de esta memoria desde sus etapas más tempranas. Al profesor Patricio Mendoza, por aceptar formar parte de mi comisión y por siempre mostrar una buena disposición hacia sus alumnos.

Al Christian, que me acompañó a través de esos años de pandemia, donde estábamos siempre colapsados de trabajo, al Cristian y al Felipe, con quienes luego de la pandemia logramos salvar situaciones que parecían imposibles, y al Flint, que estuvo desde el principio. Gracias a todos los cabros de eléctrica que hicieron de estos últimos años una experiencia inolvidable.

Finalmente, gracias a ti Cami, por estar siempre para mí, por apoyarme todos los días, por ser mi mejor amiga. Gracias en verdad.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación y Antecedentes	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Contribución del trabajo de título	2
1.4. Alcances	2
1.5. Estructura	3
2. Antecedentes generales	4
2.1. Generación eléctrica tradicional en Chile	4
2.2. Generación eléctrica distribuida en Chile	6
2.3. Generación eléctrica distribuida - BTM en Chile	8
2.4. Tarificación eléctrica tradicional en Chile	9
2.5. Otros esquemas de tarificación eléctrica	10
3. Estado del arte	12
3.1. Aplicaciones sistémicas	13
3.1.1. Regulación de frecuencia	14
3.1.1.1. Beneficios	14
3.1.1.2. Desafíos	15
3.1.2. Reserva en giro	16
3.1.2.1. Beneficios	16
3.1.2.2. Desafíos	16
3.1.3. Regulación de tensión	17
3.1.3.1. Beneficios	17
3.1.3.2. Desafíos	18
3.1.4. Retraso de refuerzos en la red de distribución	18
3.1.4.1. Beneficios	19
3.1.4.2. Desafíos	19
3.2. Aplicaciones de usuario final	20
3.2.1. Flexibilidad de la demanda	20
3.2.1.1. Beneficios	22
3.2.1.2. Desafíos	22
3.2.2. Autogeneración	22
3.2.2.1. Beneficios	27
3.2.2.2. Desafíos	28

3.2.3.	Arbitraje	28
3.2.3.1.	Beneficios	29
3.2.3.2.	Desafíos	29
3.2.4.	Confiabilidad de servicio	30
3.2.4.1.	Beneficios	32
3.2.4.2.	Desafíos	32
3.3.	Elementos ligados a las aplicaciones BTM	33
3.3.1.	Nuevas figuras de mercado	33
3.3.2.	Medidores inteligentes	34
3.3.3.	Esquemas de mercado	35
4.	Propuesta metodológica	36
4.1.	Esquema general	36
4.2.	Descripción de etapas	38
4.2.1.	Etapla 1: Recopilación de la información	38
4.2.2.	Etapla 2: Sistematización de la información	39
4.2.3.	Etapla 3: Determinación de potencial de aplicaciones	39
4.2.4.	Etapla 4: Selección de aplicaciones	41
4.2.5.	Etapla 5: Simulación y validación de potencial	43
4.2.6.	Etapla 6: Recomendaciones y hoja de ruta	44
5.	Aplicación al contexto chileno	46
5.1.	Descripción general	46
5.2.	Etapla 1 y 2: Recopilación y sistematización de la información	46
5.3.	Etapla 3: Determinación del potencial de aplicaciones	49
5.3.1.	Análisis técnico y de recurso	49
5.3.2.	Análisis económico	57
5.3.3.	Análisis de mercado	62
5.3.4.	Resultados	65
5.4.	Etapla 4: Selección de aplicaciones BTM	67
5.5.	Etapla 5: Simulación	69
5.5.1.	Confiabilidad de servicio	69
5.5.1.1.	Paso 1: Determinación de emplazamiento	70
5.5.1.2.	Paso 2: Demanda representativa	71
5.5.1.3.	Paso 3: Red a implementar	72
5.5.1.4.	Paso 4: Casos de estudio	73
5.5.1.5.	Paso 5: Dimensionamiento por caso	74
5.5.1.6.	Paso 6: Análisis económico	75
5.5.1.7.	Paso 7: Conclusiones	76
5.5.2.	Retraso en refuerzos	77
5.5.2.1.	Paso 1: Construcción de la red	78
5.5.2.2.	Paso 2: Elaboración de perfiles	79
5.5.2.3.	Paso 3: Flujo de potencia: Generación distribuida residencial	80
5.5.2.4.	Paso 4: Flujo de potencia: Generación distribuida PMGD	81
5.5.2.5.	Paso 5: Comparativa	82
5.5.2.6.	Paso 6: Conclusiones	82
5.6.	Etapla 5: Validación de potencial	83

5.7.	Etapa 6: Recomendaciones y hoja de ruta	83
5.7.1.	Integración tecnológica	85
5.7.2.	Tarificación y señales de inversión	85
5.7.3.	Participación BTM	86
5.7.4.	Protección y compromiso del usuario	87
6.	Conclusiones y trabajo futuro	88
	Bibliografía	90
	Anexos	96
A.	Acrónimos	96
B.	Datos adicionales	97
B.1.	Factibilidad constructiva	97
B.2.	Simulación confiabilidad de servicio	99

Índice de Tablas

4.1.	Sistematización de la información.	39
4.2.	Etapas 3: Determinación del potencial.	41
4.3.	Estado de factibilidad.	41
4.4.	Selección de aplicaciones, criterio por ranking.	42
4.5.	Puntajes asociados al código de colores.	42
4.6.	Selección de aplicaciones, criterio por ámbito.	42
4.7.	Clasificación por novedad. Adaptado de [36].	43
4.8.	Selección de aplicaciones, criterio por novedad.	43
5.1.	Implementación de sistematización de aplicaciones BTM.	48
5.2.	Número de viviendas particulares por tipo en Chile acorde al Censo 2017 y proyección [63].	50
5.3.	Consumo mensual y anual promedio, generación anual acorde al Explorador Solar y potencia máxima a instalar por región para clientes residenciales [66].	52
5.4.	Consumo mensual y anual promedio, generación anual acorde al Explorador Solar y potencia máxima a instalar por región para clientes no residenciales [66].	53
5.5.	Potencial de instalación de techos solares considerando limitaciones técnicas y de recurso a nivel regional.	54
5.6.	Energía potencial anual generada en sectores residencial y no residencial a nivel regional. Fuente: Elaboración propia.	55
5.7.	Resultados de capacidad de incorporación de <i>net-billing</i> bajo distintas restricciones eléctricas [67].	56
5.8.	Índice de precios de sistemas fotovoltaicos [68].	57
5.9.	Precios sistemas fotovoltaicos Programa Casa Solar [41].	57
5.10.	Precios sistemas fotovoltaicos acorde al Explorador Solar [65].	58
5.11.	Costo de techos solares acorde a la potencia calculada a nivel regional. Fuente: Elaboración propia en base a [65, 68].	58
5.12.	Costo de baterías para el año 2018 y proyección para el año 2025 [69, 70].	59
5.13.	Valor de sistemas de almacenamiento dimensionados para un día de autonomía en CLP. Fuente: Elaboración propia en base a [69, 70].	59
5.14.	Costo sistema FV + BESS. Fuente: Elaboración propia.	60
5.15.	Cuenta tipo y costo de la energía a nivel regional [66].	61
5.16.	Retorno de la inversión a nivel residencial. Fuente: Elaboración propia.	62
5.17.	Resultado etapa 3.	66
5.18.	Resultados selección: criterio ranking.	67
5.19.	Resultados selección: criterio ámbito.	68
5.20.	Resultados selección: criterio novedad	68
5.21.	Consumo anual por ítem en una vivienda típica en Chile. Adaptado de [76].	72
5.22.	Costos unitario de equipos. Fuente: <i>Homer Pro</i>	73

5.23.	Dimensionamiento de equipos por caso de estudio.	74
5.24.	Costo de falla de corta duración [79].	75
5.25.	Características de la red de distribución propuesta [82].	78
A.1.	Lista de acrónimos.	96
B.1.	Tipo de materiales usados en los techos de las casas. Fuente: Censo 2017.	97
B.2.	Tipo de materiales usados en los techos de las casas. Fuente: Censo 2017.	98
B.3.	Tarifas de suministro eléctrico e inyección de energía [78].	99
B.4.	Flujo de caja caso SAIFI, escenario base.	100

Índice de Ilustraciones

2.1.	Generación histórica del SEP en Chile en GWh [1].	4
2.2.	Capacidad instalada en el SEN a Junio de 2023. Fuente: Elaboración propia a partir de estadísticas de ACERA.	5
2.3.	Esquema de la evolución del sistema eléctrico nacional. (a) Esquema de generación eléctrica tradicional. (b) Esquema de generación eléctrica distribuida. Fuente: Elaboración propia.	6
2.4.	Nivel de adopción del esquema PMG Y PMGD [7].	7
2.5.	Cantidad de instalaciones PMGD por región a Junio de 2023. Fuente: Elaboración propia a partir de [8].	8
2.6.	Esquema de <i>net-metering</i> adaptado de [18].	10
2.7.	Esquema de <i>net-billing</i> adaptado de [18].	11
3.1.	Esquema de aplicaciones BTM más relevantes actualmente. Fuente: Elaboración propia.	12
3.2.	Clasificación de aplicaciones BTM potenciales. Fuente: Elaboración propia a partir de [13, 19]	13
3.3.	<i>Load shifting</i> vs <i>peak shaving</i> . Adaptado de [32].	21
3.4.	Capacidad instalada Net Billing total y por región en Chile [7].	24
3.5.	Porcentaje de participación por esquema de generación. Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas de ACERA [7].	25
3.6.	Distribución por sectores de la capacidad instalada en (kW) (a) y la cantidad de unidades instaladas bajo la ley de Net Billing por tipo de propiedad (b) [9].	26
3.7.	Proyecciones de adopción de generación distribuida a nivel residencial y comercial PELP [40].	27
3.8.	Indicador SAIDI en Chile informado por empresas de distribución [9].	31
3.9.	Indicador SAIDI en Chile: Distribución por regiones [9].	31
3.10.	Indicador SAIDI a nivel internacional: Interrupciones no planificadas en minutos promedio por año. Adaptado de [44].	32
4.1.	Metodología de trabajo. Fuente: Elaboración propia.	37
4.2.	Metodología de para determinar potencial. Fuente: Adaptado de [58].	40
4.3.	Estructura de hoja de ruta. Fuente: Adaptado de [60, 61].	45
5.1.	Factibilidad de instalación de módulos FV en techos de viviendas por región. Fuente: Realización propia en base a datos del Censo 2017 [63].	51
5.2.	Impacto sobre la red de distribución ante distintos niveles de penetración FV tipo <i>net-billing</i> . Adaptado de [67].	56
5.3.	SAIDI anual regional en el tiempo. Fuente: Elaboración propia en base a datos de Energía Abierta.	70
5.4.	SAIFI anual reportado por la empresa de distribución Frontel. Fuente: Elaboración propia en base a datos de [77].	71

5.5.	SAIDI mensual promedio 2018-2022 para la comuna de Melipeuco. Fuente: Elaboración propia en base a datos de Energía Abierta.	71
5.6.	Diagrama de bloques de la red propuesta, con posibilidad de operar en modo isla o conectada a la red. Fuente: Elaboración propia.	73
5.7.	Casos de estudio a considerar con diferentes duraciones y frecuencia de fallas. Fuente: Elaboración propia.	74
5.8.	Análisis de sensibilidad para casos de estudio. Fuente: Elaboración propia. . .	76
5.9.	Red de cinco/seis barras a simular en <i>OpenDSS</i> . Fuente: Adaptada de [82]. . .	79
5.10.	Perfiles de demanda eléctrica residencial obtenidos a partir del modelo Crest. Fuente: Elaboración propia.	80
5.11.	Tensión máxima por nodo para distintos niveles de adopción. Fuente: Elaboración propia.	80
5.12.	Tensión con generación distribuida de 5,5 (MW) en cada nodo. Fuente: Elaboración propia.	81
5.13.	Tensión por nivel de adopción en nodo F. Fuente: Elaboración propia.	82
5.14.	Hoja de ruta para la incorporación inicial de aplicaciones BTM. Fuente: Elaboración propia a partir de [60, 61].	84

Capítulo 1

Introducción

En el presente capítulo se presenta la motivación y antecedentes para el trabajo realizado, se da cuenta de los objetivos a alcanzar, el alcance del trabajo, su estructura y la contribución del mismo en el contexto nacional actual.

1.1. Motivación y Antecedentes

Durante los últimos años se ha producido un cambio de paradigma a nivel de sistemas eléctricos, donde en un principio la generación fue pensada de forma centralizada, esto es, a través de grandes centrales generadoras, principalmente térmicas e hidroeléctricas, que se encontraban ubicadas lejos de los consumos y llegaban a estos a través de un sistema de transmisión. Sin embargo, esto ha cambiado en los últimos años, donde si bien siguen existiendo centrales de gran potencia, con el paso del tiempo la generación ha pasado a tener un carácter más distribuido. Esto debido a que se están desarrollando cada vez más centrales de menor escala, en mayor número y más cercanas a los consumos.

Luego, está sucediendo que la generación distribuida ha alcanzado un carácter residencial, esto a través de los techos solares. Aquí es donde se identifica un desafío, puesto que, como se mencionó previamente y se desarrollará más adelante, la red hasta el momento ha visto a los consumos como actores pasivos del sistema eléctrico, y ha llegado el momento en que a través de la baja en los costos de los paneles solares y tecnologías de almacenamiento, ya no solamente se tiene un consumo desde la red, sino que se tiene un autoconsumo, autogeneración, almacenamiento e inyección hacia la red. Todo esto desde los hogares de las personas, las pequeñas industrias, los comercios y detrás del medidor.

De esta forma, se identifica que los consumos residenciales ya no corresponden únicamente a actores pasivos cuya participación es escasa y unidireccional, sino que existe una nueva actividad detrás del medidor con aplicaciones y potencial por descubrir. Los consumos finales de menor escala, que hasta el momento no participaban en el mercado eléctrico más allá del pago de la cuenta asociada a su consumo energético, se están convirtiendo en actores activos que se hacen cargo de su consumo y buscan maneras de disminuir costos, ser más eficientes y ser conscientes de su actividad. Esto tiene impactos en la regulación, tarificación, mercado eléctrico e incluso en el comportamiento mismo de la demanda.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general es identificar las diferentes aplicaciones *behind-the-meter* (BTM) tomando como base la experiencia internacional adaptada al contexto chileno, analizando así las oportunidades y desafíos que conlleva implementar las medidas identificadas.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo de título se presentan a continuación:

- Conocer y analizar el desarrollo de aplicaciones BTM a nivel internacional, tanto en experiencias prácticas como en propuestas de investigación.
- Analizar los beneficios asociados a la adopción de aplicaciones BTM en términos económicos y sociales, logrando una clasificación sistemática.
- Analizar las dificultades normativas y técnicas asociadas al contexto chileno y la relación de la población con el sistema eléctrico y su tarificación.
- Identificar y proponer una selección de aplicaciones BTM para el contexto nacional, validándolas con actores del sector.

1.3. Contribución del trabajo de título

Actualmente, si bien existen estudios que buscan dar cuenta de las aplicaciones BTM en el mundo, no se tiene un estudio que identifique el potencial de las mismas en Chile considerando el contexto, el mercado, la regulación y los diversos desafíos a enfrentar en el país. Así, el aporte de este trabajo de título consiste en conocer y analizar las diferentes experiencias internacionales e identificar el potencial de las mismas para el caso chileno.

De esta forma, se genera un marco sobre el cual trabajar para superar los desafíos una vez identificados y aprovechar el potencial que presenta el tema de estudio. Se espera que este trabajo permita dar un enfoque sobre los esfuerzos necesarios en temas normativos, sociales y económicos relevantes para que las aplicaciones BTM puedan llegar a materializarse de forma óptima y segura junto con sus beneficios.

1.4. Alcances

El concepto de potencial *behind-the-meter* actualmente puede encapsular una amplia gama de aplicaciones que varían en escala y sector. Esto debido a que es necesario preguntarse en primer lugar a qué medidor se hace referencia, pudiendo tratarse de los medidores residenciales, industriales y comerciales o bien de los medidores de plantas fotovoltaicas o eólicas de mayor o menor potencia ubicados antes de conectarse a la red de distribución o transmisión. Por otra parte, otra posibilidad es que haga referencia a micro-redes, aisladas o conectadas a la red central.

Es ante esta multiplicidad de posibilidades en las cuales identificar un potencial de aplicaciones BTM que resulta necesario acotar el alcance del trabajo para poder realizar un estudio más profundo y certero. De esta forma, el presente trabajo se centra en los sectores residencial, industrial y comercial, todo en una escala de baja y media tensión, que en Chile corresponde a sistemas de hasta 23 kV. En el Capítulo 2 se da una definición del concepto en estudio basado en el alcance establecido.

1.5. Estructura

Este trabajo se divide en seis capítulos, entre los cuales se incluye el de Introducción. En el Capítulo 2 se presentan los antecedentes generales sobre los cuales se discuten las bases que sustentan esta memoria, abordando la evolución del sistema eléctrico que ha llevado a las aplicaciones BTM actuales y con particular énfasis en aspectos relevantes del sistema eléctrico chileno. En el Capítulo 3 se presenta a su vez una revisión bibliográfica de trabajos recientes sobre las aplicaciones BTM. Se hace una distinción entre el desarrollo de estas aplicaciones a nivel mundial, evaluando algunos países relevantes en la materia, y el caso chileno, donde se identifican algunos desarrollos recientes ligados al potencial BTM. Luego se identifican las aplicaciones BTM, otorgando una caracterización de cada una de ellas con sus beneficios y desafíos asociados y proveyendo una agrupación de las mismas por categorías. En el Capítulo 4 se aborda la metodología a seguir para alcanzar los objetivos antes enunciados. Posteriormente, en el Capítulo 5 se aplica la metodología antes desarrollada al contexto chileno, con lo cual es posible establecer el potencial de las aplicaciones BTM identificadas. Luego se realiza una selección de las aplicaciones bajo diferentes criterios que posteriormente son modeladas considerando casos de estudio. Una vez realizada la modelación se realiza una etapa de validación del potencial por medio de la opinión de un grupo de expertos en diferentes materias asociadas al sector eléctrico. Se busca considerar su visión sobre las aplicaciones BTM identificadas con el fin de darle un eje cualitativo al análisis que permita concluir acerca de la validez de los resultados obtenidos. Se termina este capítulo entregando recomendaciones y estableciendo una hoja de ruta que permita el desarrollo de las aplicaciones seleccionadas. Finalmente, en el Capítulo 6 se presentan las conclusiones del trabajo realizado y se abordan las reflexiones asociadas al potencial identificado para las aplicaciones BTM en el país, así como el trabajo futuro.

Capítulo 2

Antecedentes generales

En la presente sección se identifican los fundamentos teóricos relacionados con la investigación, incluyendo las definiciones, esquemas e informaciones pertinentes. De esta manera, se realiza un breve recorrido por la evolución de los sistemas eléctricos de potencia en los últimos años, con particular énfasis en el caso chileno.

2.1. Generación eléctrica tradicional en Chile

En su origen, los sistemas eléctricos de potencia, en adelante SEP, se encontraban conformados prácticamente en su totalidad por centrales térmicas a carbón, gas natural, petróleo u otros, y por centrales hidroeléctricas de embalse o de pasada. Es solamente en el año 2012 que se comienza a dar un incremento en la generación en base a energías renovables no convencionales (ERNC) como lo son la solar y eólica. Esto se muestra en la Figura 2.1. Algunas de las características principales de las centrales térmicas es que contaban con una gran capacidad instalada (potencia bruta máxima), se encontraban ubicadas en sectores alejados a los consumos finales y generaban cantidades importantes de gases de efecto invernadero (GEI). Actualmente muchas de ellas continúan en operación.

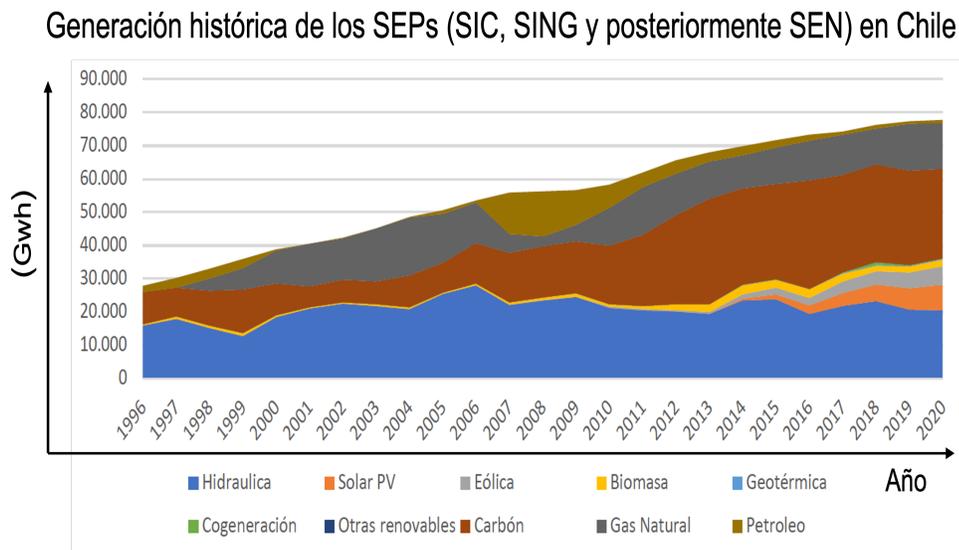


Figura 2.1: Generación histórica del SEP en Chile en GWh [1].

La generación en base a centrales térmicas altamente contaminantes y centrales hidroeléctricas alejadas de los consumos, donde la generación es llevada a los clientes finales por medio de un sistema de transmisión en alta tensión y finalmente por medio de un sistema de distribución en media y baja tensión es lo que se entenderá como generación tradicional.

Este tipo de generación ha sido en parte responsable por el incremento de GEI, lo que ha motivado actualmente los objetivos de carbono neutralidad de un gran número de países. Particularmente en el caso chileno el compromiso es a alcanzar este hito al año 2050 [2].

En la Figura 2.2 es posible ver la composición de la matriz energética chilena en la actualidad, donde queda evidenciada la importancia del rol de las centrales tradicionales en términos de su porcentaje de instalación. Es posible ver también que actualmente han hecho su entrada con fuerza las ERNC, las cuales toman un protagonismo cada vez mayor. De acuerdo a [3], al mes de Julio de 2023 las ERNC cuentan con una capacidad instalada equivalente a un 40,7 % respecto al total a nivel país, con una inyección del 34,2 % a la matriz nacional.

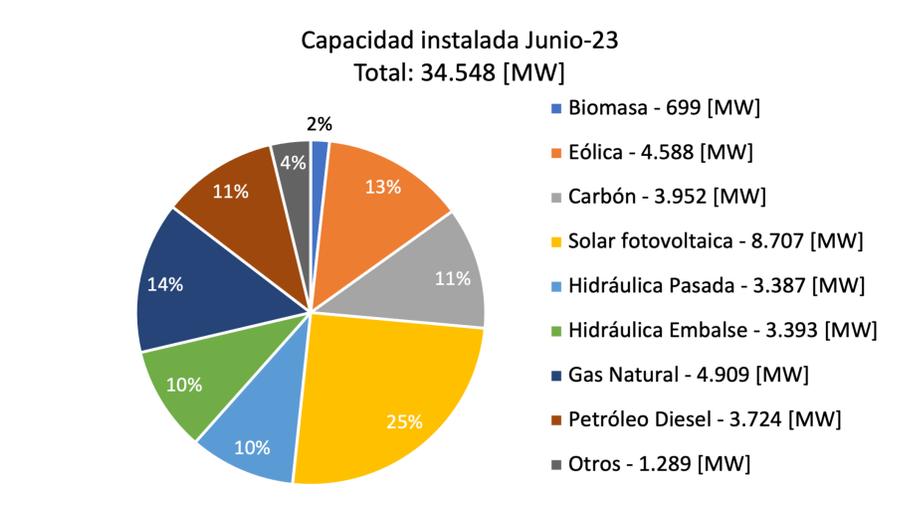


Figura 2.2: Capacidad instalada en el SEN a Junio de 2023. Fuente: Elaboración propia a partir de estadísticas de ACERA.

En la Figura 2.3 (a) es posible ver el esquema de generación eléctrica tradicional y en la Figura 2.3 (b) es posible ver el esquema de generación eléctrica distribuida. Es claro que en la generación tradicional los clientes finales son actores pasivos sin un mayor rol que pagar la cuenta de consumo eléctrico a fin de mes. En las siguientes secciones se hablará de la evolución de este concepto y cómo los clientes finales van tomando un rol cada vez más protagónico con una participación cada vez más activa.

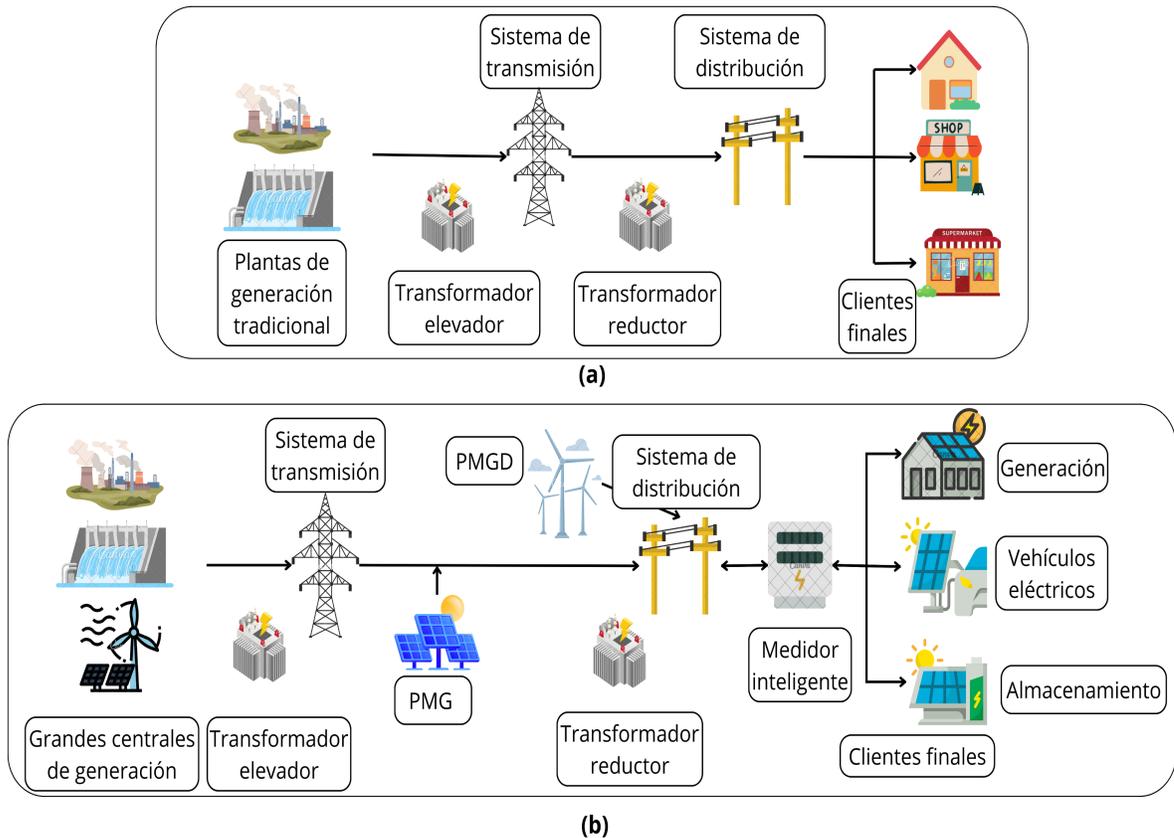


Figura 2.3: Esquema de la evolución del sistema eléctrico nacional. (a) Esquema de generación eléctrica tradicional. (b) Esquema de generación eléctrica distribuida. Fuente: Elaboración propia.

2.2. Generación eléctrica distribuida en Chile

Ante la necesidad de diversificar la matriz energética del país y con miras a disminuir la contaminación generada por el sector, es que las ERNC han comenzado a tomar un rol protagónico en los últimos años, presentando tanto beneficios como desafíos al sistema. Un beneficio relevante es su mínima o nula emisión de GEI, mientras que uno de los desafíos de mayor importancia guarda relación con su integración dada la variabilidad de recurso en los casos de la energía solar y eólica.

La adopción de estas tecnologías es parte de las metas planteadas por el país para llegar a la carbono neutralidad el año 2050. Particularmente, se busca que para el año 2030 el 80 % de la generación eléctrica provenga de fuentes renovables [2] y que las emisiones de GEI en el sector energético se reduzcan en un 60 % anual al 2050 con respecto al año 2018 [4].

Así, y siguiendo el esquema de generación tradicional antes descrito con grandes plantas ubicadas lejos de los consumos, es que se comienzan a desarrollar las primeras centrales *utility* renovables, esto es, centrales de gran tamaño, por lo general sobre 50 (MW) de capacidad instalada. Estas se ubican en sectores donde el recurso se caracteriza por su abundancia, como puede ser el desierto de Atacama en el caso de las grandes plantas fotovoltaicas.

Sin embargo, con el tiempo y considerando las dificultades del sistema de transmisión para hacer llegar la energía solar del norte al centro del país, se identificó que esta no era la única forma de integrar ERNC en Chile, por lo que se implementó el esquema de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y Pequeños Medios de Generación (PMG). Este tipo de plantas se encontraban regidas originalmente por el Decreto Supremo (DS) 244/2005 [5], el cual fue derogado con la promulgación del DS 88/2019 [6].

Las centrales PMGD y PMG se caracterizan en Chile por ser de tipo distribuido, es decir, son plantas que no generan a la escala de una planta *utility*, pero que cuentan con una capacidad instalada muy superior a la residencial. En particular, son medios de generación cuyos excedentes de potencia no superan los 9 (MW_{ac}) y pueden conectarse directamente a la red de distribución en el caso de los PMGD o a la red de transmisión en el caso de los PMG [6].

Este esquema de generación a tenido una gran adopción en Chile, tratándose de plantas de capacidad instalada limitada que se encuentran en su mayor parte cerca de los propios consumos debido a su conexión a la red de distribución. En la adopción de este esquema es posible ver nuevamente la evolución del SEP, donde si bien se siguen desarrollando plantas *utility*, la tecnología de las mismas se ha desplazado del uso del carbón y el gas al recurso solar y eólico. Dentro de estos mismos recursos se ha optado por la implementación de plantas de menor escala, que no dependan de la misma forma de la red de transmisión al estar más cerca de los consumos. En la Figura 2.4 es posible ver el nivel de adopción en Chile de la generación distribuida bajo los esquema descritos.

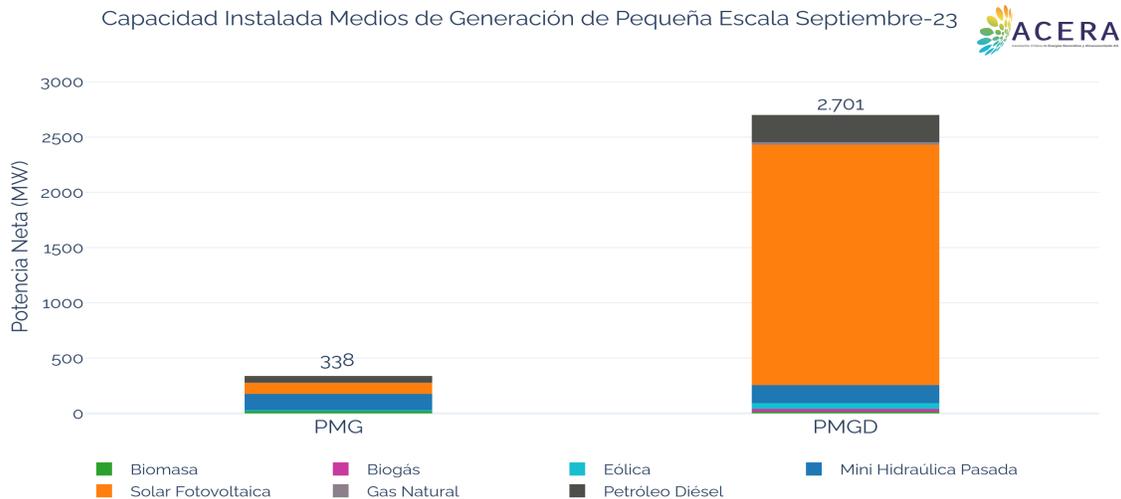


Figura 2.4: Nivel de adopción del esquema PMG Y PMGD [7].

Además, considerando que en el esquema PMGD un 78% de la capacidad instalada corresponde a centrales fotovoltaicas se podría pensar que estas se ubicarían en sectores del norte del país [8], donde el recurso es más abundante. Sin embargo, esto no es así, puesto que como se ve en la Figura 2.5, la mayor parte de las centrales se encuentra ubicada en la zona central del país, esto es, en las regiones de Valparaíso, Metropolitana, de O'higgins y del Maule [8].

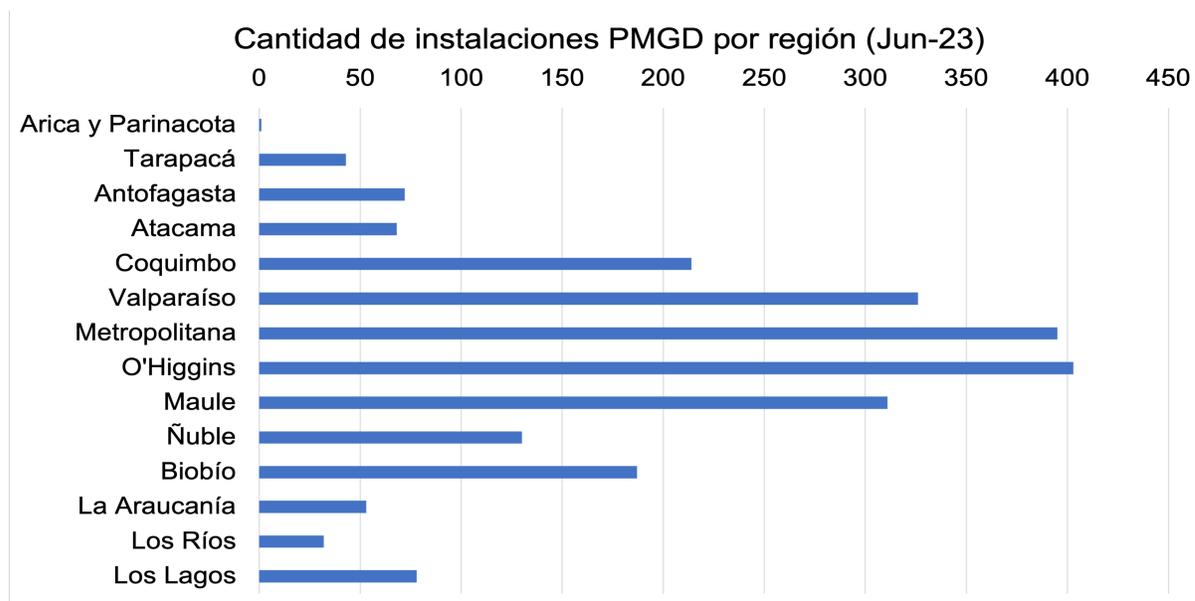


Figura 2.5: Cantidad de instalaciones PMGD por región a Junio de 2023.
Fuente: Elaboración propia a partir de [8].

2.3. Generación eléctrica distribuida - BTM en Chile

Una vez descrita la evolución del sistema desde la generación centralizada correspondiente a grandes centrales en cantidad reducida y lejos de los consumos, a la incorporación de generación distribuida, pequeñas centrales en gran número y cerca de los consumos, es posible introducir el concepto de generación distribuida *Behind-the-Meter* (GD-BTM).

La GD-BTM se refiere a la generación distribuida en una escala incluso menor a la incorporada a través de los PMGD y PMG, puesto que apunta a la generación a nivel industrial, comercial y residencial. Estos sectores corresponden a los clientes regulados en Chile, que cuentan con una potencia conectada inferior o igual a 500 (kW). Cabe destacar que los clientes regulados actualmente son responsables de un consumo de alrededor de un 37% de la demanda energética, y se proyecta que en el futuro este número ascienda a un 44% para el año 2042 [9].

Este tipo de generación se ha hecho posible gracias a la disminución en los costos de los paneles solares y las baterías [10], permitiendo así su incorporación en algunos sectores de la población. Actualmente existen lugares como Australia y California en que la adopción de este tipo de generación se ha vuelto importante [11]. Esto será discutido en mayor profundidad más adelante.

En el caso de Chile, ya existen experiencias en esta dirección a través de la Ley 21.118 [12], también conocida como Ley de Net Billing, la cual permite a los clientes finales (bajo fijación de precios) que cuenten con equipos de generación eléctrica por medios renovables no convencionales o bien instalaciones de cogeneración eficiente el auto-consumo y la inyección de excedentes a la red eléctrica. Esto será discutido en mayor profundidad en el capítulo 3.

Así, se tiene que a un sistema que veía a los consumos finales como actores pasivos actualmente se le presenta el desafío de trabajar con consumos que buscan participar de forma activa a través de la auto-generación, el auto-consumo y el almacenamiento. Nace de esta forma el concepto de *prosumer* (del inglés *producers* y *consumers*, denominando a aquellos que tienen la capacidad de producir, por medio de módulos fotovoltaicos, por ejemplo, y que a su vez consumen energía) [11, 13].

Esta forma de generación distribuida introduce el concepto de participación de la demanda, donde esta pasa de ser un actor pasivo a un actor activo del sistema eléctrico, principalmente a través de los techos solares, esto es, por medio de la instalación de módulos fotovoltaicos en los techos de los hogares, industrias y comercios.

Considerando lo anteriormente descrito, se define el concepto de aplicaciones BTM como toda aquella implementación llevada a cabo desde el lado del consumidor, pudiendo ser este industrial, comercial o residencial, con fines de auto-generación, auto-consumo, almacenamiento (ya sea a través de baterías, vehículos eléctricos, o haciendo uso de la inercia térmica) e inyección hacia la red eléctrica [11, 13–16].

2.4. Tarificación eléctrica tradicional en Chile

En lo que respecta a la generación distribuida y entrando más en detalle en lo que sucede en el mismo medidor, se tiene que en Chile existen diferentes opciones tarifarias ofrecidas a los clientes finales. Estas pueden ser elegidas por los clientes en función de su conveniencia y de ciertos requisitos.

Es importante entender esto ya que uno de los aspectos clave de las aplicaciones BTM es justamente la posibilidad de dar lugar a nuevos esquemas tarifarios como se mencionará en el capítulo 3. De esta forma, se tiene que en Chile existen acorde a la Comisión Nacional de Energía (CNE) las siguientes tarifas [17].

- **BT1:** medición de energía cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW o la demanda sea limitada a 10 kW (residencial).
- **BT2:** medición de energía y contratación de potencia (comercial y alumbrado público).
- **BT3:** medición de energía y medición de demanda máxima.
- **BT4:** medición de energía y alguna de las siguientes modalidades:
 - **BT4.1:** contratación de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
 - **BT4.2:** medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y contratación de la demanda máxima de potencia.
 - **BT4.3:** medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

Estas tarifas corresponden a clientes en baja tensión, es decir, conectados a un empalme de voltaje inferior o igual a 400 (V). Las mismas tarifas tienen un equivalente para clientes en

alta tensión conectados a más de 400 (V). Cabe destacar que la mayor parte de la población cuenta con tarifas BT1, las cuales implican un cobro en base al uso de energía a un precio determinado que no varía en función de la hora del día.

2.5. Otros esquemas de tarificación eléctrica

Otras tarifas relevantes aplicadas en casos que existe auto-generación son las siguientes [13]:

- *Feed-in-tariff*: este esquema de tarificación es más lucrativo para el dueño de la generación, puesto que se paga la inyección a un valor mayor que el precio de compra de energía.
- *Net-Metering*: este esquema de tarificación consiste en pagar por la inyección el *retail price*, esto es, se paga por la inyección el mismo precio al que se compra la energía.
- *Net-Billing*: este esquema de tarificación consiste en pagar por la inyección un precio más bajo que el de compra de energía.

En la Figura 2.6 es posible ver el esquema de *net-metering*, donde se observa lo descrito previamente; el precio al que se paga el excedente de energía inyectada a la red es el mismo que aquel al que se compra energía desde la red eléctrica. Luego, en la Figura 2.7 es posible ver el esquema de *net-billing*, donde los precios de compra y venta difieren, siendo este último más bajo. En cuanto al esquema de *feed-in-tariff*, este sería esquemáticamente idéntico al de *net-billing* con la diferencia de que el precio de inyección sería mayor que el de compra de energía.

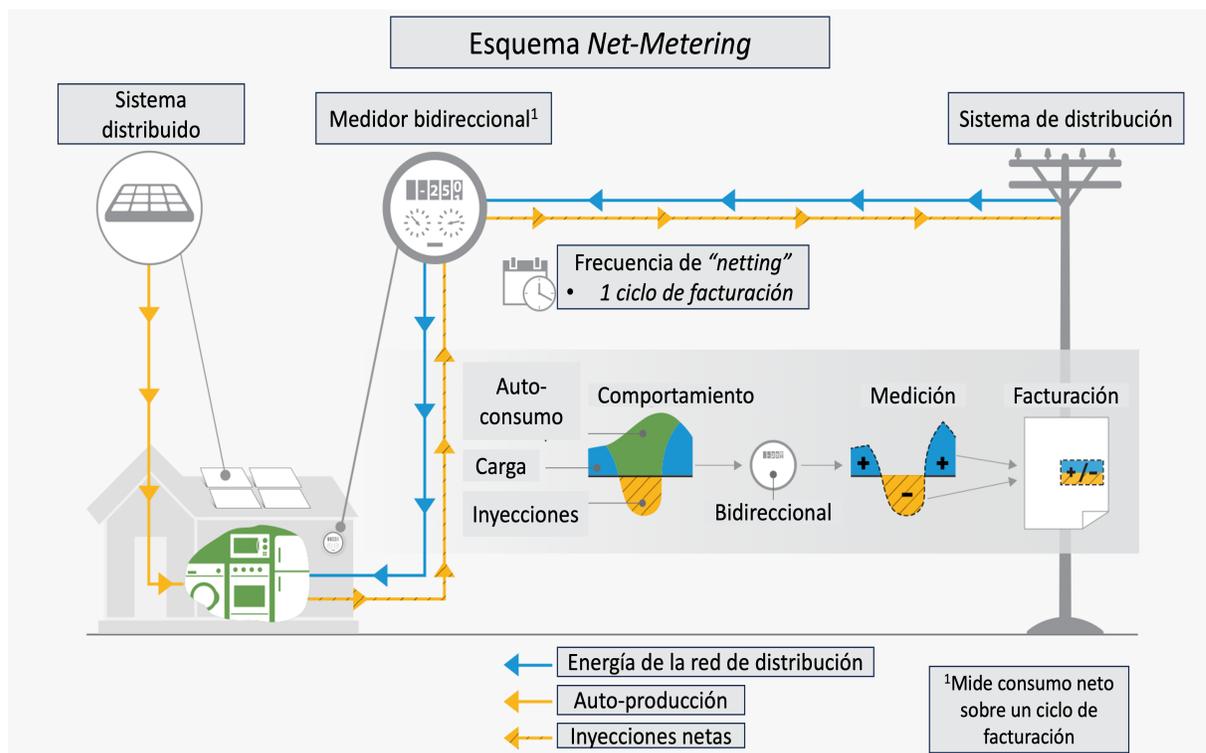


Figura 2.6: Esquema de *net-metering* adaptado de [18].

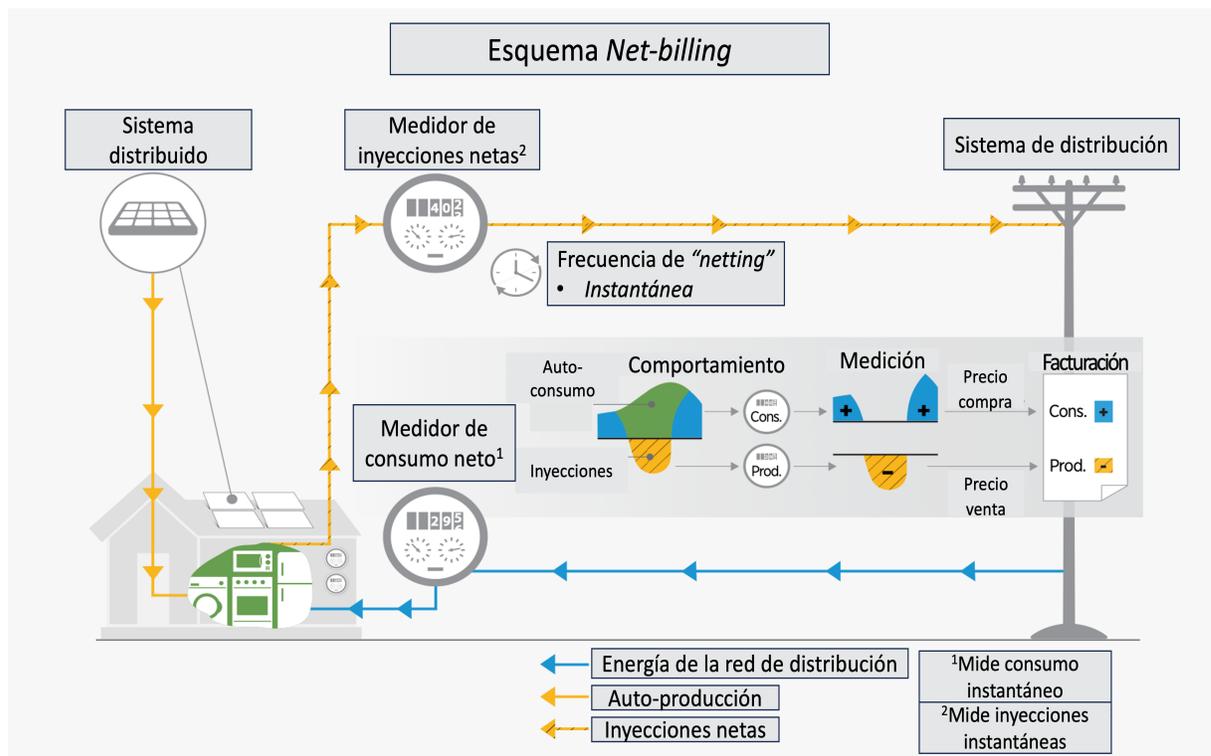


Figura 2.7: Esquema de *net-billing* adaptado de [18].

Capítulo 3

Estado del arte

En esta sección se considera el estado del arte a nivel mundial y a nivel local. Resulta relevante estudiar el ámbito internacional con el fin de dar una idea general del estado de desarrollo de estas tecnologías en países que ya se encuentran implementando aplicaciones BTM. Luego, se abarcan los avances en la materia en Chile, pudiendo así determinar el contexto nacional y la base sobre la cual se trabajará.

Además, se muestra un esquema en la Figura 3.1 que contiene los elementos actualmente más relevantes en lo que se refiere a aplicaciones BTM según lo definido previamente en la introducción. En el esquema se logra ver el uso de paneles como medio de auto-generación y de baterías con fines de almacenamiento. Esto por un lado para satisfacer las necesidades de consumo del hogar/comercio/industria y con la posibilidad de inyectar también a la red eléctrica en lo que sería el sistema *Front-the-Meter* (FTM).

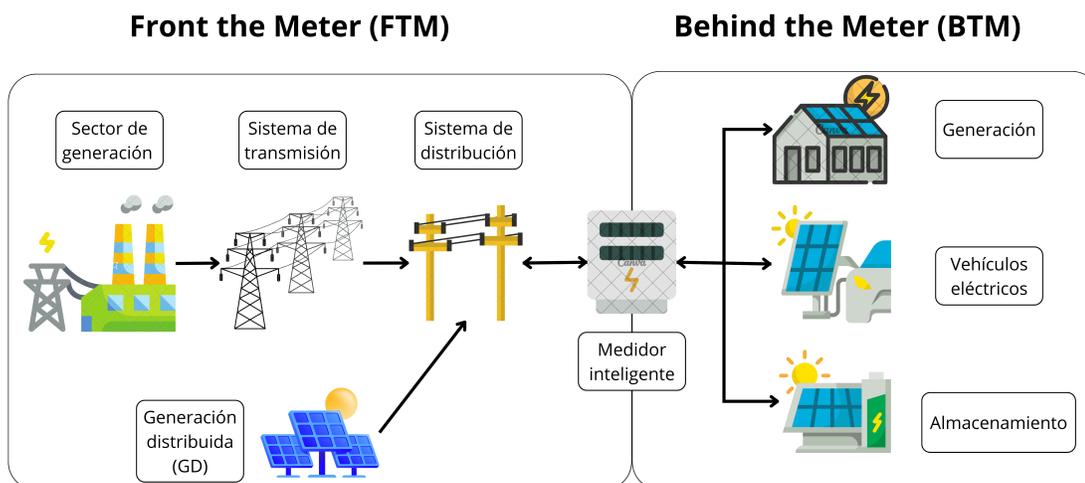


Figura 3.1: Esquema de aplicaciones BTM más relevantes actualmente.
Fuente: Elaboración propia.

Cabe destacar que el concepto de FTM corresponde al sistema eléctrico compuesto por los sectores de generación, transmisión y distribución. Se introduce este concepto puesto que

las aplicaciones BTM a explorar tienen efecto no solamente sobre lo que ocurre detrás del medidor, sino que impactan y son relevantes para los actores que tradicionalmente han comprendido a los consumos como actores pasivos. Así, se exploran alternativas como pueden ser los servicios auxiliares a nivel de aplicación BTM además de la flexibilidad de la demanda y el auto-consumo.

De esta forma, se procede a identificar las diferentes aplicaciones BTM en desarrollo actualmente en diferentes lugares del mundo. Se realiza una agrupación por categorías y en cada caso se dan a conocer los beneficios y desafíos potenciales. Se toman en cuenta además posibles barreras de entrada y otros elementos de interés acorde a las distintas aplicaciones. Se consideran las categorías expuestas en la Figura 3.2.

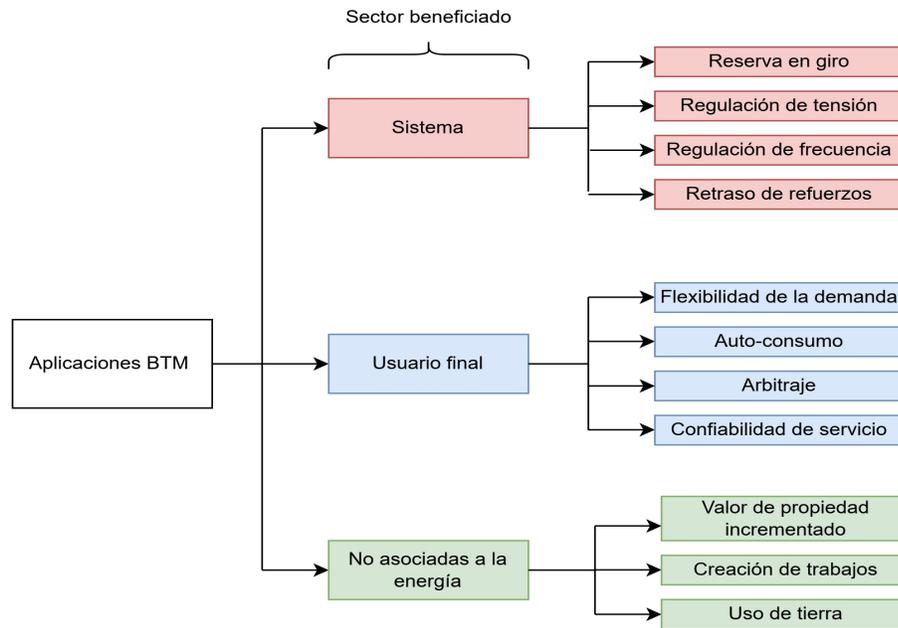


Figura 3.2: Clasificación de aplicaciones BTM potenciales. Fuente: Elaboración propia a partir de [13, 19]

El presente estudio se centra en describir y comprender el funcionamiento, implicancias, beneficios y desafíos asociados a las primeras dos categorías expuestas en la Figura 3.2, esto es, aquellas sistémicas y de usuario final. Dado el alcance de este trabajo no se profundizará en el desarrollo de las aplicaciones categorizadas como no asociadas a la energía.

3.1. Aplicaciones sistémicas

Se consideran aplicaciones sistémicas a aquellas cuyos efectos se reflejan en el sistema eléctrico de potencia, beneficiando a los sectores de generación, transmisión y distribución. Estas aplicaciones se encuentran relacionadas con los servicios auxiliares provistos actualmente por plantas de mayor potencia y que podrían ser provistos por agrupaciones de *prosumers*.

3.1.1. Regulación de frecuencia

Un sistema eléctrico de potencia debe ser seguro, suficiente y resiliente. Estos conceptos hacen referencia a lo siguiente [20]:

- **Seguridad:** capacidad del sistema de mantener su integridad ante un conjunto de contingencias, pudiendo retornar a su estado de operación normal mediante acciones correctivas de control.
- **Suficiencia:** se refiere a la capacidad de abastecer a la demanda del sistema considerando una cantidad de desconexiones tanto de centrales de generación como de otros equipos.
- **Resiliencia:** capacidad del sistema de recobrase ante un conjunto de contingencias de baja probabilidad pero con impacto significativo. En el caso de Chile, al ser un país sísmico, podría tratarse de un terremoto.

Estas características de un SEP resultan relevantes para las aplicaciones BTM, puesto que si bien, han sido tradicionalmente aseguradas por medio de servicios auxiliares provistos por grandes centrales de generación, como es el caso particular del control de frecuencia, se ha llegado a un punto en el que debido a la presencia cada vez más importante de los recursos renovables en los SEP y al retiro de centrales de generación térmica tradicionales, es importante incorporar nuevos mecanismos que puedan apoyar en esta labor [14].

Es así como surge el concepto de regulación de frecuencia por medio de recursos distribuidos BTM. Esta aplicación tiene por objetivo ser un apoyo a los mecanismos tradicionales. Estos mecanismos tradicionales se componen de un control primario, secundario y terciario. Estos se describen a continuación [21]:

- **Control primario:** es un control automático que se lleva a cabo de forma local en un rango temporal de hasta 30 segundos desde el evento que produjo el desajuste de frecuencia. Se realiza de forma centralizada y coordinando las diferentes velocidades de las máquinas síncronas del sistema (turbinas de vapor, gas, o centrales hidroeléctricas).
- **Control secundario:** actúa posterior al control primario y en un rango temporal de hasta 30 minutos. Busca modificar las consignas de generación de las máquinas y restaurar los flujos de potencia programados.
- **Control terciario:** actúa posterior al control secundario y tiene por objetivo el restaurar una operación económica del sistema a mínimo costo. Para esto se modifican las consignas de las máquinas despachadas.

3.1.1.1. Beneficios

Los *prosumers* que cuenten con sistemas de almacenamiento podrían aportar a la regulación de frecuencia, ya que a diferencia de las centrales tradicionales utilizadas para este propósito se tiene que las baterías cuentan con alta densidad energética y una respuesta dinámica rápida, esto favorece su uso en el control de frecuencia [22, 23].

El sistema de almacenamiento a utilizar considera el uso de baterías (BESS, por el inglés *Battery Energy Storage System*) o bien vehículos eléctricos (EV por el inglés *electric vehicles*) por medio del esquema V2G (*vehicle to grid*), que hace referencia a la capacidad de los vehículos eléctricos de inyectar energía hacia la red además de poder recibirla de la misma [14]. Cabe destacar en este sentido que una preocupación posible por el uso de estos activos BTM para esta aplicación es el efecto que se pudiera tener sobre la vida útil del sistema de almacenamiento a utilizar. Sin embargo, la vida útil de las baterías se encuentra más ligada a la profundidad de descarga (DoD, del inglés *Depth of Discharge*) que a variaciones pequeñas en el estado de carga (SOC, del inglés *State of Charge*) [23].

Por otra parte, el control de frecuencia por medio de activos de almacenamiento BTM ha sido y continúa siendo ampliamente estudiado, lo cual es positivo su eventual aplicación a mayor escala [13, 14, 22, 23]. Así, los beneficios que presenta el uso de activos BTM para el control de frecuencia son los siguientes:

- Posibilidad de incorporarse al control de frecuencia primario y secundario, generando una operación del SEP más eficiente y económica [14].
- Menor periodo de recuperación de la inversión en activos BTM (baterías) dada la remuneración por control de frecuencia [22].
- Mayor velocidad de respuesta ante perturbaciones debido a las características de las baterías [23].

3.1.1.2. Desafíos

Una de las principales características de los recursos distribuidos BTM es que sin importar si son del sector residencial, comercial o industrial, siempre se trata de activos de menor potencia que cualquier central tradicional o incluso de cualquier central PMG o PMGD. Además, se trata de recursos más dispersos, por lo que un solo *prosumer* no será capaz de otorgar un servicio atractivo en lo que a regulación de frecuencia se refiere. Para participar en el mercado de los servicios auxiliares es necesario agregar un número de recursos distribuidos de forma que actúen como una VPP (del inglés *Virtual Power Plant*) [24, 25]. Esto es un desafío ya que en Chile esta figura no existe al momento y no hay un esquema normativo que permita la agregación de consumos, mucho menos para participar en el mercado de servicios auxiliares. En el ámbito normativo se identifica una barrera de entrada para los activos BTM, puesto que es necesario dar un marco sobre el cual establecer la remuneración, condiciones de funcionamiento, requisitos, entre otras condiciones ligadas al servicio a proveer.

Otro ámbito relevante es la incertidumbre. Si bien los distintos consumos al considerarse en gran número comienzan a ser regulares, cuando se evalúan caso a caso existen diferencias importantes. Así, el operador del sistema (ISO, del inglés *Independent System Operator*) no puede saber con certeza cuándo un vehículo eléctrico se conectará a la red y estará disponible, o si una batería tendrá efectivamente energía almacenada en un momento dado [14]. Esta incertidumbre podría verse mitigada con la figura de un agregador de demanda.

Finalmente, otro ámbito a considerar es directamente el esquema de control a utilizar. Será necesario compatibilizar diferentes marcas de BESS o de EV para operar bajo ciertas condiciones. Además, estas diferentes marcas ofrecerán diferentes características técnicas. Así, se consideran los siguientes desafíos:

- Tamaño y dispersión de los recursos distribuidos BTM: necesidad de figura de un agregador de demanda ya que la regulación de frecuencia es un problema centralizado [14].
- Incertidumbre propia de los *prosumers* [14].
- Falta de regulación en Chile concerniente a los sistemas de almacenamiento, a la figura del agregador de demanda y a la participación de recursos BTM en el mercado de servicios auxiliares.

3.1.2. Reserva en giro

Como se mencionó previamente, es necesario mantener la seguridad, suficiencia y resiliencia en un SEP. Para esto se opera de tal manera de contar con reservas en giro, donde ciertas máquinas se operan debajo de su potencia máxima y otras cerca de su potencia mínima con el fin de estar preparadas para incrementar su generación en caso de la caída de otra central. Esto quiere decir que centrales que podrían estar inyectando a mayor capacidad al sistema no lo hacen y otras (usualmente cuya operación implica un mayor costo) que podrían no estar siendo despachadas, deben despacharse con el fin de asegurar la reserva en giro [19].

El cálculo de estas reservas considera la caída de la central de generación de mayor potencia. Este modo de operar obedece a la necesidad de asegurar la suficiencia y seguridad del SEP, sin embargo, al ser una restricción no se trata necesariamente de la operación óptima en términos económicos y más eficiente. Es en este punto en que entran los activos BTM.

3.1.2.1. Beneficios

Bajo plataformas de agregación, como puede ser bajo la figura del agregador de demanda, un gran número de *prosumers* con sistemas de almacenamiento puede ser considerado una sola entidad. Esta entidad sería capaz, ante fluctuaciones en la frecuencia y actuando en conjunto, de dejar de consumir en un momento determinado, esto es, dejando de consumir del sistema para consumir de lo almacenado en las baterías, lo que es equivalente a la inyección llevada a cabo por las centrales con reserva en giro (*spinning reserve*). De igual forma, sería capaz de inyectar directamente a la red a partir de la energía almacenada [26].

De esta forma, una agrupación de recursos distribuidos BTM pueden actuar como una reserva no en giro (*non-spinning reserve*) [13], lo cual implicaría una operación más eficiente del sistema al poder operar algunas máquinas a mayor potencia o sencillamente no despachar otras de mayor precio.

3.1.2.2. Desafíos

Nuevamente, se tiene que no existe en Chile una regulación asociada a este ámbito, la figura del agregador no ha sido desarrollada y los esquemas de precio no han sido trabajados. Cabe destacar además que ciertas máquinas síncronas cuentan con un tiempo necesario para poder operar, el cual puede ser de días en caso de ciertas centrales térmicas, lo que implica un desafío dado que en caso de que en un determinado momento no se tenga energía almacenada en las baterías distribuidas por un evento de disminución en el recurso solar, no se tendrá la reserva suficiente para suplir al sistema en caso de una perturbación. Estas son situaciones propias de la incertidumbre ya no solo de los hábitos de consumo mismos de los sectores

comercial, residencial e industrial, sino que del recurso mismo a través del cual se almacena energía, el cual es típicamente solar.

3.1.3. Regulación de tensión

La tensión es una de las características más relevantes en un SEP y en consecuencia, debe ser regulada en los diferentes puntos del sistema de forma tal de mantenerla dentro de los límites establecidos por normativa [21]. A diferencia de la frecuencia, que es una característica sistémica la cual puede ser controlada por grandes centrales rotatorias, la tensión se ve afectada por los reactivos que circulan en los diferentes sectores del sistema. Así, los transformadores siempre consumen potencia reactiva, mientras que los cables subterráneos generan reactivos y los cables de alta tensión pueden generar o absorber en función de si están cargados o no. Por otro lado, los consumos mismos cuando son de baja carga producen un incremento en la tensión a nivel local mientras que en caso de ser de alta carga producirán el efecto contrario [21].

Ante esto, se tiene que a nivel del sector de distribución se debe mantener un nivel acorde a la Norma Técnica, que establece un límite de variación en baja tensión de $\pm 7,5\%$ para densidades de la red altas y medias y de $\pm 10,0\%$ para densidades bajas y muy bajas [27]. Esto ya que de otra forma los equipos presentes en los hogares, comercios o industrias resultarían dañados. Es en este punto en que se han considerado diferentes estrategias para utilizar los activos detrás del medidor con el fin de aportar a la regulación de tensión, tradicionalmente llevada a cabo de las siguientes maneras [21]:

- **Inyección o absorción de potencia reactiva:** Se busca modificar la presencia de reactivos en el sistema con el objetivo de incrementar o disminuir la tensión según sea necesario, esto mediante el uso de condensadores o reactores, compensadores sincrónicos, tiristores y centrales generadoras.
- **Tensión serie adicional:** Para compensar las caídas de tensión se pueden usar transformadores con derivación, capaces de variar su razón de transformación y así regular la tensión.
- **Modificar reactancia:** Por medio de conductores fasciculados, condensadores en serie, colocando líneas en paralelo o reduciendo el largo de las líneas es posible modificar la reactancia de las mismas.

Así, lo que se busca principalmente en esta aplicación BTM es manejar el sistema de baterías BTM con el fin de que este actúe como carga o generador según exista sobre-tensión o baja tensión [13]. Para esto se han investigado diversos esquemas de regulación de la tensión por medio de estos activos a través de diferentes algoritmos de control y con distintos niveles de coordinación entre actores BTM para alcanzar de forma óptima los objetivos de regulación de tensión al tiempo que exista un beneficio al consumidor por el uso del sistema de almacenamiento y que no se vea afectada la vida útil de las baterías [28].

3.1.3.1. Beneficios

Dentro de los beneficios que se presentan en esta aplicación se encuentran el poder contar con un sistema cuya tensión sea más estable, puesto que actualmente los usuarios que se

encuentran más alejados de la cabecera de los alimentadores se ven más afectados por variaciones de tensión, ya que los reactivos solo pueden ser transmitidos en distancias cortas [13]. Adicionalmente, se espera un beneficio económico por participar de este tipo de regulación.

3.1.3.2. Desafíos

Actualmente en Chile no solamente no existe un sistema de compensación para este tipo de servicio, sino que el servicio mismo no existe para ser provisto de forma explícita por actores BTM, por lo que no se podría esperar un beneficio económico directo de esta aplicación en particular. Por otro lado, sería necesario implementar un sistema para agregar un número de consumos con capacidad de dar apoyo en este tipo de regulación considerando la variabilidad del recurso.

El problema más significativo es, no obstante, el hecho de que actualmente el uso de baterías en conjunto con techos solares en Chile no es rentable, esto se describe de forma más detallada posteriormente en este trabajo.

3.1.4. Retraso de refuerzos en la red de distribución

Actualmente en Chile existen cuatro compañías de distribución principales: CGE (Compañía General de Electricidad), Chilquinta, Enel y Saesa. Estas empresas son dueñas de la red de distribución y tienen la obligación de prestar un servicio que cumpla con los estándares prescritos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución en vigencia, actualmente la correspondiente al año 2019 [27]. En esta norma técnica se exige calidad de producto, de suministro y comercial. En términos de calidad de producto se evalúan los aspectos de regulación, desequilibrio y variaciones de tensión, monitoreo de frecuencia, distorsión armónica y factor de potencia entre otras. Con el fin de proveer esta calidad de producto acorde a lo exigido en la norma, la empresa de distribución debe realizar modificaciones a la red en función de previsiones de demanda y limitaciones del sistema. En base a esto, las empresas deberán determinar la necesidad de incrementar la capacidad de los transformadores o bien incrementar su número, reemplazar el cableado existente por uno de mayor capacidad e incluso cambiar la topología del sistema en función de las problemáticas identificadas o en previsión a otras futuras.

Considerando esto, como se explicó en el Capítulo 2, en su origen, un SEP tradicional considera los consumos como actores pasivos, por lo que el diseño de las redes de distribución está pensado para tener flujos de potencia en una sola dirección, esto es, hacia los consumos. De esta manera, la aparición en los últimos años de recursos distribuidos BTM representa un cambio de paradigma en el funcionamiento de la red de distribución, puesto que existen flujos inversos que van hacia la red. Para dar cuenta de los efectos que esto tiene se presenta la Ecuación 3.1, que muestra los efectos que se tienen sobre la tensión de una red de distribución en presencia de generación desde el lado de los consumos [29].

$$\Delta V = V_1 - V_2 = \frac{R \cdot (P_{carga} - P_{gen}) + X \cdot (Q_{carga} - Q_{gen})}{V_1} \quad (3.1)$$

Así, un incremento en la tensión está dado en este caso por una potencia generada mayor a la consumida en un nodo determinado. Además, mientras más alejada se encuentre la generación distribuida (GD) de la barra *slack* (o barra de referencia, que puede ser tomada como la cabecera del alimentador correspondiente) mayor será la impedancia equivalente, con lo

que la diferencia de potencia de carga y generación tomará una relevancia cada vez mayor [29].

Ahora bien, el efecto antes descrito es producto de la aparición de la GD, pero aún si esta no hubiera ocurrido, la red de distribución se vería enfrentada a otro problema. Esto es debido a que la llegada de los EV es una realidad, no solamente considerando las previsiones realizadas por diferentes entidades [30], sino que forma parte incluso de la estrategia nacional de descarbonización [2]. La presencia de EV en las casas de las personas representará una carga importante en los años por venir, por lo que la red de distribución se vería enfrentada a la necesidad de incrementar su capacidad con el fin de proveer la demanda requerida. Si se evalúa esto en la Ecuación 3.1 se puede notar que una mayor carga en la red implica una caída en la tensión, por lo que, de no tomar medidas, esta podría llegar a no cumplir con los límites establecidos en la norma técnica.

3.1.4.1. Beneficios

Considerando lo descrito previamente, el uso de almacenamiento BTM durante las horas de mayor presencia del recurso solar en lugar de su inyección directamente a la red, reduciría la presencia de flujos inversos. Además, la descarga de las mismas baterías en horas punta de demanda aliviaría el estrés de la red de distribución, puesto que durante esas horas las baterías pueden abastecer la demanda o parte de ella [31]. Por otro lado, el auto-consumo permitiría disminuir la demanda máxima anual, con lo que considerando distintos niveles de adopción de este mecanismo las empresas de distribución pueden retrasar los refuerzos en la red [14]. Así, el manejo de los activos BTM es fundamental al momento de considerar la necesidad de modificar la estructura de la red, puesto que si estos se operan de forma inteligente, es posible hacer frente a la llegada de nuevas tecnologías como EV sin hacer grandes inversiones iniciales en el sector de distribución. Para esto es necesario desarrollar estrategias de carga de EV y generar incentivos.

3.1.4.2. Desafíos

Para obtener los beneficios asociados a esta aplicación BTM, el excedente de recurso solar debe ser almacenado para su uso posterior en lugar de ser inyectado directamente a la red. Así se evita el incremento de tensión producto de la inyección de energía hacia la red y se podría evitar la caída de tensión asociada a la presencia de grandes consumos como los son los EV, ya que estos podrían cargarse al menos en parte con la energía almacenada en las baterías. Ahora bien, para que esto suceda deben darse una serie de eventos. El primero es que, además de paneles se cuente con sistemas de almacenamiento. Esto representa un desafío puesto que se trata de una inversión adicional a realizar por parte de los consumos, ya sean estos de carácter residencial, comercial o industrial. Esta inversión adicional además es proporcional a la demanda requerida por cada uno de estos actores.

Luego, y suponiendo que se cuenta con baterías, debe existir el incentivo adecuado para que se prefiera almacenar el excedente de generación en lugar de inyectar directamente a la red. Aquí es donde hace su entrada el esquema de tarificación de *net-billing*, descrito en mayor detalle en el Capítulo 2. Este esquema, establecido por medio de la ley 21.118, permite la inyección de energía a la red, pero la clave está en que la remuneración que considera es menor que aquella a la que se compra energía desde la red [12]. Esta diferencia de precio hace que el enfoque de la ley sea el auto-consumo por sobre la inyección de excedentes y la sobre-instalación. Es por este motivo que a los clientes les conviene almacenar la energía y

utilizarla en otro horario en que la requieran en lugar de inyectar los excedentes directamente.

El desafío entonces es el de mostrar a los potenciales beneficiarios el funcionamiento de la ley 21.118 y el por qué resulta conveniente operar de esta manera. Este desafío se categorizará como educación eléctrica y guarda relación con el que una persona, comercio o industria puedan identificar los potenciales beneficios de las aplicaciones BTM.

3.2. Aplicaciones de usuario final

Las aplicaciones de usuario final son aquellas en que el beneficiario es el mismo usuario dueño de los activos BTM, esto es, paneles solares instalados en el techo de un hogar, industria o comercio, sistemas de almacenamiento, entre otros. Cabe destacar que estas aplicaciones BTM son las que han encontrado una mayor adopción a nivel internacional a la fecha, por lo que se describen en mayor detalle algunos casos particulares donde se ha comenzado a hacer uso de las mismas.

3.2.1. Flexibilidad de la demanda

Se entiende la flexibilidad de la demanda como la capacidad de la misma para responder ante señales de precio por medio del incremento en el consumo eléctrico o la disminución del mismo [14]. Esta aplicación requiere de tarifas cuyo precio varíe en función del tiempo, como lo son las tarifas de tiempo de uso (TOU, por sus siglas en inglés *Time-of-Use*) o tarifas de tiempo real (*Real-Time pricing*)[13]. Estas tarifas van ligadas a la operación del sistema de manera que presentan precios más altos cuando el SEP se encuentra más estresado y más bajos en horas de menor demanda. De esta forma, el objetivo de estas tarifas será el de reducir la diferencia entre el punto de demanda más alta del sistema (usualmente en horas de la tarde) y el punto de demanda más baja (usualmente en horas de la noche), por ende, se busca aplanar la curva de demanda. Esto tiene como consecuencia el posibilitar un uso más eficiente de los recursos de generación, distribución y transmisión, ya que se evita el despacho de unidades más caras al reducir la demanda *peak*.

Así, con el fin de aplanar la curva de demanda, la flexibilidad de la misma se puede manifestar de diferentes maneras, las cuales podrían categorizarse bajo los siguientes conceptos: *load-shifting* o *peak-shaving*. El primer concepto hace referencia al desplazamiento de carga de un horario de mayor demanda a otro de menor demanda, manteniendo así la demanda global, mientras que el segundo se refiere directamente a la reducción de demanda punta [32, 33]. La diferencia entre estos conceptos puede verse de forma gráfica en la Figura 3.3.

Para llevar a cabo el desplazamiento de carga o *load-shifting*, es necesario desplazar consumos realizados en horarios donde el sistema se ve más requerido, a horarios de menor demanda. Existen ciertos consumos que por su naturaleza pueden programarse, como lo son los lavados de ropa o bien la carga de vehículos eléctricos en el ámbito residencial. Dentro de esta categoría podrían encontrarse a su vez los elementos de calefacción por medio de aire acondicionado o bien otro tipo de calefactores eléctricos [14]. Estos últimos van íntimamente relacionados con el confort de las personas y si bien se puede programar para su uso en ciertos horarios, las viviendas en Chile no se caracterizan por un alto estándar constructivo en términos térmicos, por lo que se pierden rápidamente las temperaturas alcanzadas.

Load Shifting vs. Peak Shaving

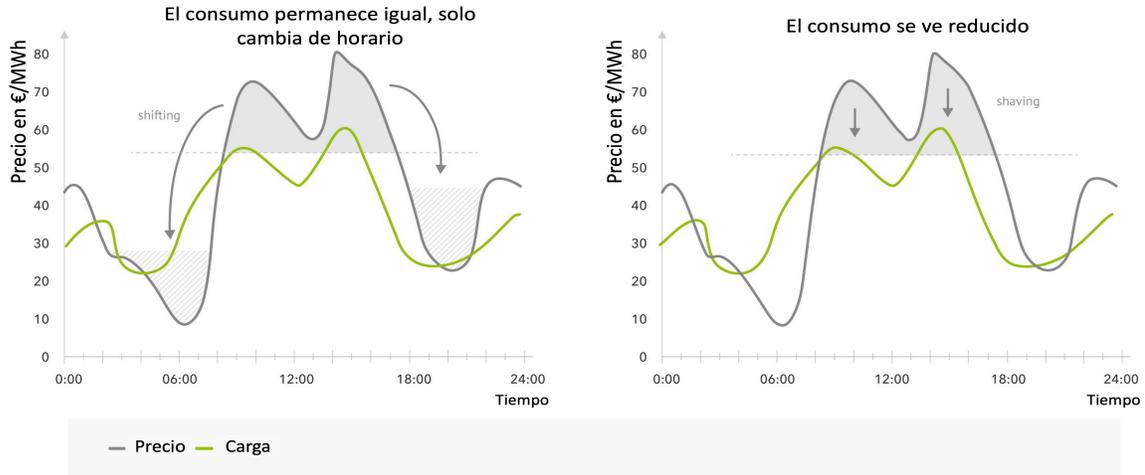


Figura 3.3: *Load shifting vs peak shaving*. Adaptado de [32].

En el ámbito industrial se aplica el mismo concepto, existiendo industrias que por su naturaleza no pueden mover demanda a horas de menor consumo, como sucede en el caso de plantas siderúrgicas o de procesamiento químico/farmacéutico, donde debido a la sensibilidad de los procesos resulta imposible o complejo el modificar su demanda. Por otra parte, existen otros casos como las industrias de manufactura o aplicaciones agrícolas que sí podrían mover su demanda a otros horarios [14].

Para llevar a cabo el *peak-shaving* se tienen a su vez distintas alternativas, la forma más directa es reducir el consumo que se tiene. En el ámbito residencial esto puede traducirse en apagar las luces en un determinado horario, desenchufar ciertos equipos como el refrigerador, que debido a su inercia térmica podría permanecer algunas horas desconectado y así con otros equipos eléctricos. Esto evidentemente conlleva un efecto sobre el confort de las personas en su hogar y un potencial cambio en las costumbres de las mismas. En los ámbitos comercial e industrial aplica el mismo concepto.

Cabe destacar que si bien se plantea la desconexión de carga, este proceso no necesariamente es manual. Para esto existen mecanismos como el manejo de demanda automático (ADSM/HEMS, por el inglés *automated demand side management* y *home energy management systems*), el cual apunta precisamente a automatizar estos procesos de manera tal que ante señales de precio, ciertos equipos se desconecten o reduzcan su consumo [14] & [34]. Ante el incremento en la automatización de dispositivos, se plantea incluso la posibilidad de llegar a controlar los dispositivos de manera individual, aprovechando la proliferación de sistemas de automatización del hogar como pueden ser: Alexa, de Amazon; Google Home, de Google; o HomePod, de Apple. Cabe destacar que estos sistemas de automatización que hoy en día controlan iluminación, dispositivos de limpieza, lavado, refrigeración, seguridad e iluminación, entre otros, no buscan un manejo automático de la demanda, sino que van en busca de un confort de las personas, por lo que se tienen objetivos que no siempre estarán alineados con la eficiencia energética [34].

3.2.1.1. Beneficios

La flexibilidad de la demanda presenta beneficios tanto para el SEP como para los consumidores, ya sean estos de carácter residencial, comercial o industrial. Estos beneficios se presentan a continuación, donde los dos primeros afectan al sistema y el tercer beneficio opera sobre los consumos detrás del medidor.

- Disminución del estrés del sistema en horas punta.
- Disminución de ciclaje de generadores (*generator cycling*) [35].
- Disminución de las facturas por consumo eléctrico.

3.2.1.2. Desafíos

Como se describió previamente, el principal motor para que los recursos distribuidos BTM participen de esta flexibilidad de la demanda, va de la mano con el beneficio que les atañe, esto es, una reducción en la boleta por consumo energético. Para que este beneficio exista, en primer lugar debe existir un sistema tarifario que le de sustento. En Chile actualmente la tarifa eléctrica a los clientes regulados es la que se describió en la sección 2.4, donde se observa que la tarifa es volumétrica sin variación horaria (lo que se conoce como *time-invariant volumetric energy rate*).

Actualmente en Chile solamente ciertos sectores industriales y comerciales podrían beneficiarse de una disminución en la tarifa eléctrica por medio de la disminución de la potencia máxima demandada en horas punta. Enel, por ejemplo, cuenta con un programa de gestión de la demanda, el cual “*Es un servicio que permite a las empresas gestionar sus demandas máximas en horario punta durante el periodo de invierno, pudiendo desconectarse de la Red eléctrica en los momentos oportunos y así reducir su gasto por consumo energético.*”

Así, una primera barrera de entrada para el aprovechamiento óptimo de esta aplicación BTM es la tarifa eléctrica en uso actualmente en el país, ya que no distingue, al menos para los sectores residenciales, el uso del sistema en diferentes horarios, con lo que no existe motivación para la adopción de esta flexibilidad. Cabe destacar que así como representa una barrera de entrada, también es un desafío el cambiar la tarifa en uso, puesto que la utilización de una tarifa invariante en el tiempo busca no someter a los clientes regulados a la volatilidad de las variaciones en los precios de energía [14], como lo sería en el caso de usar un mecanismo de tarificación en tiempo real.

Otro aspecto relevante es la incertidumbre que viene de la mano con la respuesta de la demanda, esto es, el saber en qué porcentaje o en qué sectores y qué días los consumos efectivamente se desplazarán o disminuirán, lo cual resulta relevante a la hora de planificar el despacho de las unidades generadoras. En este sentido la figura del agregador de demanda que pudiera agrupar un número considerable de consumos y actuar como una VPP podría dar mayor certidumbre a esta aplicación [36], mas en Chile este actor no existe en el mercado eléctrico hasta el momento.

3.2.2. Autogeneración

En países como Estados Unidos (California), Noruega o Australia, se han desarrollado diferentes mecanismos que han permitido una fuerte entrada de autogeneración a través de

módulos solares instalados en los techos de los hogares [11]. Solamente Australia, al año 2022, ya cuenta con alrededor de un 30 % de hogares con paneles solares instalados [37], lo que corresponde a más de 3 millones de hogares. Este nivel de adopción ha permitido que los techos solares proporcionaran un 14 % de la energía total demandada durante el verano de 2023 [38]. En términos económicos, se tiene que en Australia el periodo de retorno de la inversión es de tres a cinco años para un sistema sin baterías [38].

Particularmente en el ámbito de la autogeneración, es donde las tecnologías BTM han tenido un mayor ingreso a través de los paneles solares, cuyos costos han disminuido de forma importante en los últimos años y cuyas potencias han incrementado a medida que evoluciona la industria, permitiendo una mayor generación. Existen diversas motivaciones y efectos en la adopción de la autogeneración. Se tiene en el caso de California, por ejemplo, que quienes más incentivo tienen para instalar esta tecnología son aquellas personas de mayores ingresos [11]. Esto puesto que su consumo de electricidad es más elevado y el pago por inyección a la red es el mismo que el de compra desde la red; esto es, el llamado *retail price*. Por otro lado, en el caso de Australia, el sector más interesado es el de ingresos medios-bajos, puesto que buscan un medio para reducir el costo del gasto eléctrico [11].

Otro factor relevante tiene que ver con el pago que se ofrece por la inyección del excedente de energía a la red. En casos como el de California se tiene que el pago ofrecido es el antes mencionado *retail price* [39], mientras que en Australia la tarifa pagada es menor. Esto es altamente relevante porque el cómo se decida recompensar económicamente la inyección de energía a la red tendrá un efecto no solamente en la persona a la que se le pagará esta inyección, sino en el resto de usuarios del sistema y en los incentivos hacia la sobre-instalación o bien a la instalación de almacenamiento. Cabe destacar que dependiendo de la tarifa a pagar escogida podría estarse implementando una medida regresiva, es decir, donde los sectores de menores ingresos sean quienes subsidien a los de mayores ingresos [11].

En la misma línea de lo antes mencionado, se tiene que en California el 15 de diciembre de 2022 se votó para que a partir del 15 de abril de 2023 el pago por energía inyectada a la red se redujera en un 75 %. En la práctica, esto implica que se pasa de un esquema tarifario del tipo *net-metering* a uno del tipo *net-billing* [39]. Uno de los efectos que tendrá esto en California es que se vuelve más relevante el contar con baterías, puesto que al ser menor el retorno en las horas de mayor presencia solar, tiene mayor valor el almacenar la energía a través de un sistema de baterías e inyectar esta energía o utilizarla durante las horas de mayor demanda y precios más elevados del sistema. A este proceso de comprar energía en horarios de menor precio y vender en horarios de mayor precio se le denomina arbitraje y se desarrollará más detalladamente en secciones posteriores.

En el ámbito chileno también existen elementos a destacar ligados al autoconsumo. En primer lugar, como se mencionó en el Capítulo 2 se tiene la ley 21.118 [12], que permite la auto-generación, auto-consumo e inyección de excedentes a la red eléctrica a un precio menor al *retail price*. Esta ley no ha tenido una adopción masiva en Chile, sin embargo, está siendo lentamente adoptada principalmente por comercios. En la Figura 3.4 se muestra el número de instalaciones y la potencia acumulada de las mismas en las regiones de Chile hasta agosto del 2023, punto en el que se contabilizan 197,6 MW de capacidad distribuida en un total de 19.322 instalaciones.

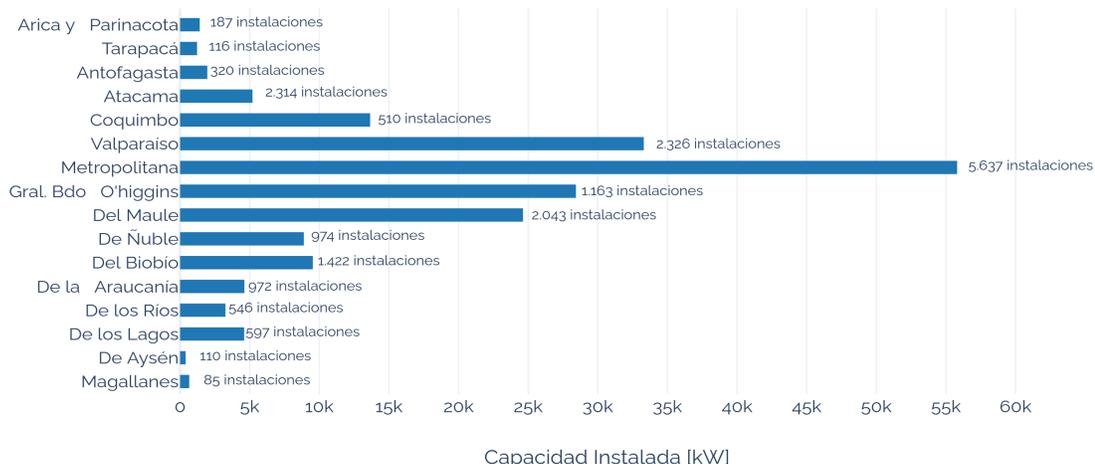


Figura 3.4: Capacidad instalada Net Billing total y por región en Chile [7].

Cabe destacar que el objetivo de esta ley es fomentar el auto-consumo. Esto queda evidenciado por diferentes factores, en primer lugar, el precio al que se paga la energía inyectada es menor al precio a que se compra, esto resta el incentivo de sobredimensionar el arreglo fotovoltaico en busca de generar mayores ingresos ya que los mismos no son tan significativos como lo podrían ser bajo esquemas del tipo *net-metering* o *feed-in-tariff*. Luego, se tiene que existe un límite de potencia de 300 kW, lo que busca nuevamente evitar que alguien con el espacio suficiente se transforme en una planta de generación bajo este esquema, al tiempo que permite que la adopción de la ley no sea solamente residencial sino a nivel de escuelas, comercios y algunas industrias.

Para contextualizar el nivel de adopción de este esquema, se muestra en la Figura 3.5 la relación entre los diferentes esquemas de generación existentes en Chile. Por un lado se tiene que la capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es de 34.656 MW, de los cuales como se observó en secciones pasadas 2.870 MW corresponden a centrales PMG y PMGD, con lo que se tendrá que el esquema bajo la ley 21.118 cuenta con una capacidad instalada correspondiente a un 0,57% del total [7].

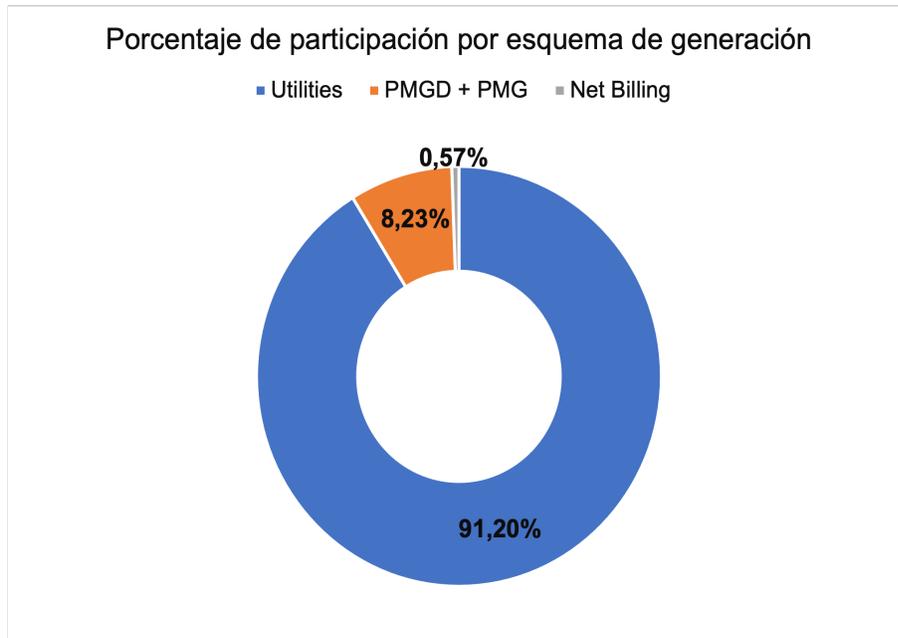


Figura 3.5: Porcentaje de participación por esquema de generación. Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas de ACERA [7].

Además, otro aspecto relevante en la adopción de esta ley guarda relación con la adopción de este mecanismo a nivel de potencia instalada y tipo de propiedad en que se realizó la instalación. En lo que a la potencia instalada se refiere, el sector agrícola tiene el mayor porcentaje con un 36 %, seguido por los sectores comercial y habitacional con un 21 % y 20 % respectivamente al año 2022 [9]. En términos de número de instalaciones la situación cambia, ocurriendo que un 83 % de las instalaciones totales son de carácter habitacional, seguido por los sectores agrícola y comercial, cada uno con un 4.7 % [9]. Esto se observa en la Figura 3.6, donde se muestra la evolución para los años 2015, 2021 y 2022.

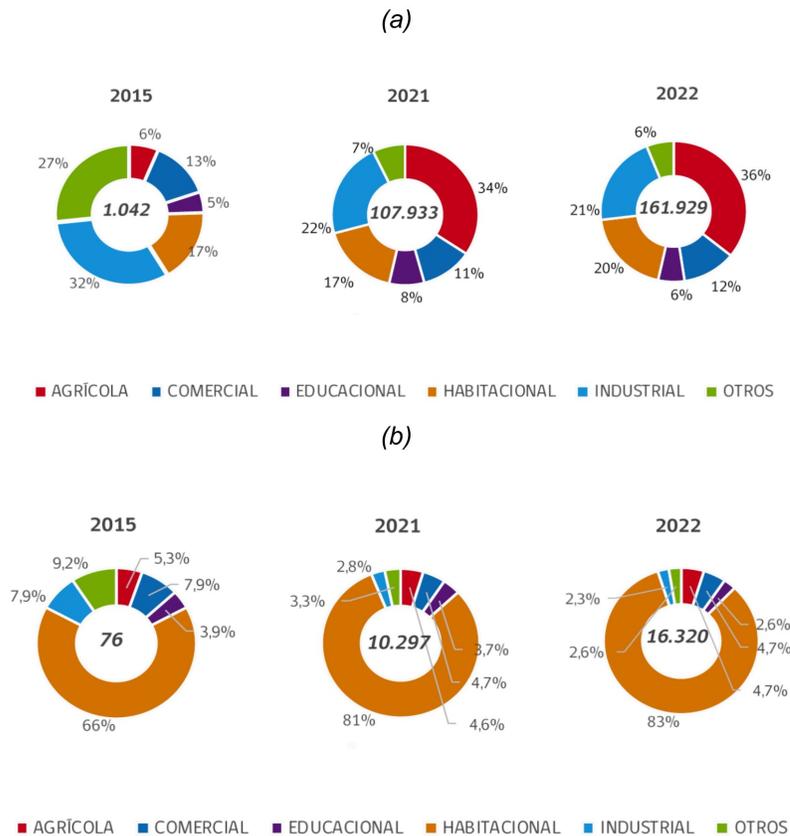


Figura 3.6: Distribución por sectores de la capacidad instalada en (kW) (a) y la cantidad de unidades instaladas bajo la ley de Net Billing por tipo de propiedad (b) [9].

Cabe destacar que acorde a la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP), existen proyecciones en relación a lo que será la generación distribuida en los años por venir. Si bien a medida que las proyecciones se extienden en el tiempo se pierde precisión en la estimación, sirven para dar una idea de lo que podría ser el futuro de este esquema en Chile. De esta forma, se espera que para el año 2030 se cuente con alrededor de 1.5 GW en capacidad instalada bajo la Ley de Net billing en un escenario de baja adopción [40]. Esto se observa en la Figura 3.7.

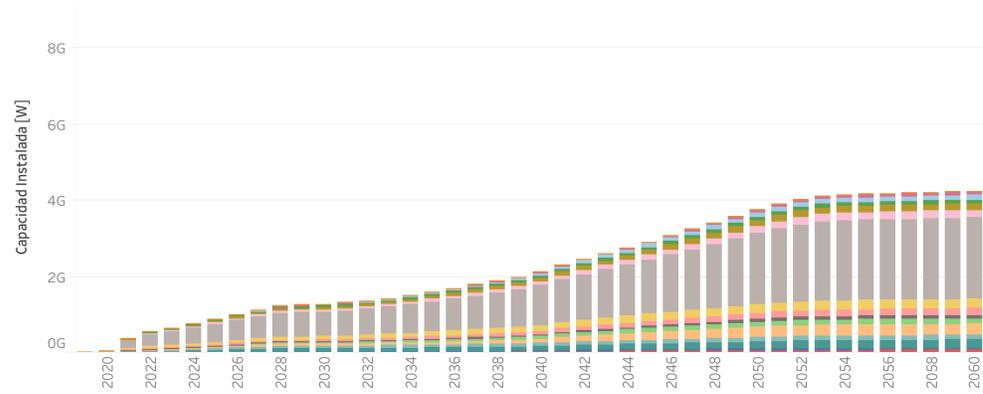
Otro aspecto relevante ligado al auto-consumo en Chile son las iniciativas con apoyo económico para la adquisición de módulos fotovoltaicos. Un ejemplo de esto en Chile es el programa Casa Solar impulsado por el Ministerio de Energía y que permite adquirir sistemas fotovoltaicos a menor precio y con co-financiamiento estatal para viviendas de hasta 3 mil UF de avalúo fiscal. Con este programa se busca generar un ahorro de casi un 75 % del total del pago anual por consumo eléctrico [41].

Escenario

Bajo

Regiones

- Arica y Parinacota
- Tarapacá
- Antofagasta
- Atacama
- Coquimbo
- Valparaíso
- Metropolitana
- Óhiggins
- Maule
- Ñuble
- Bio-Bio
- Araucanía
- Los Ríos
- Los Lagos
- Aysén
- Magallanes



Cantidad de Proyectos Regional

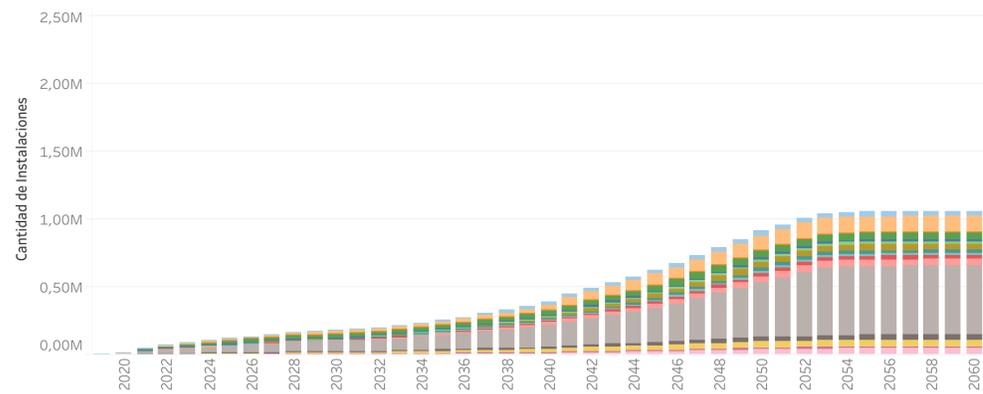


Figura 3.7: Proyecciones de adopción de generación distribuida a nivel residencial y comercial PELP [40].

3.2.2.1. Beneficios

Los beneficios de la auto-generación para los clientes finales es principalmente económico, dado que al estar generando en parte su propia energía se tendrá como consecuencia un menor consumo de electricidad desde la red de distribución, con lo que el volumen de energía comprado será menor y con ello la cuenta de electricidad. Esto aplica para clientes residenciales, comerciales e industriales.

Si bien el aspecto económico es el beneficio más directo, se tienen otros que van de la mano, como puede ser el empoderamiento de los clientes regulados sobre su consumo energético. Se ha mencionado ya en reiteradas ocasiones la pasividad de los clientes finales en su actuar en el mercado eléctrico, mas al adquirir este tipo de sistemas, ya sea por cuenta propia o con algún tipo de subvención, se da un paso importante hacia un rol más activo y participativo en este sector.

Otro beneficio relevante va de la mano con la responsabilidad con el medio ambiente. Actualmente existe una generación que tiene mayor consciencia del cambio climático y que busca activamente maneras de contrarrestarlo, por lo que el auto-consumo vienen a ser una aplicación en que el uso de los recursos renovables es atractivo para un amplio sector de la población.

3.2.2.2. Desafíos

Uno de los principales desafíos para la adopción del auto-consumo en Chile es el desconocimiento. El desconocimiento de la tecnología, los procedimientos a seguir, la ley 21.118, los mismos beneficios a que se debe optar, la potencia que se debe instalar, etc. Hasta el momento no se ha realizado una campaña informativa que permita a la población conocer efectivamente las posibilidades que se abren al instalar techos solares y acceder así al auto-consumo. Este problema se describe como falta de información y va de la mano con la pasividad histórica que ha caracterizado a los clientes finales, a quienes solamente en los últimos tiempos se les abre la posibilidad de tener un rol más activo en el sistema.

3.2.3. Arbitraje

Otra aplicación a considerar en términos de flexibilidad de la demanda está ligada al uso de baterías o sistemas de almacenamiento. Las baterías posibilitan el arbitraje de energía, una aplicación que consiste en cargar la batería cuando los precios de energía son más bajos y hacer uso de la energía almacenada cuando los precios del sistema son más altos [31]. En este ámbito entran también los EV, que pueden utilizarse como sistemas de almacenamiento. Este uso de las baterías permitiría reducir el consumo en horas punta desde el punto de vista del SEP, pero sin variar el consumo eléctrico desde el punto de vista del consumidor.

Luego, como se observa en la Figura 3.1, la auto-generación no es la única aplicación BTM con beneficios directos al usuario final de interés. El almacenamiento permite otorgar una flexibilidad adicional al uso de generación solar, puesto que en lugar de vender directamente los excedentes de generación, estos pueden almacenarse para su uso en un horario posterior, lo cual dependiendo de la tarifa implementada puede ser algo conveniente económicamente.

Hasta el momento el almacenamiento se había pensado principalmente a través del uso de un banco de baterías directamente, sin embargo, con la llegada de los vehículos eléctricos se abre una ventana importante a las aplicaciones BTM, puesto que vienen a ser un complemento ideal a un hogar que cuente con autogeneración. Estos vehículos pueden comportarse como un banco de baterías pudiendo optimizar su carga y descarga en función del comportamiento de consumo residencial [11]. Cabe destacar en este sentido que acorde a las predicciones realizadas por diferentes entidades, los vehículos eléctricos tendrán una presencia cada vez más importante en años futuros con miras a reemplazar a los vehículos tradicionales [30].

De esta forma, a través del uso de vehículos eléctricos sería posible modelarlos como baterías y verlos como elementos flexibles del lado de la demanda. Así, los EV permitirían realizar arbitraje de energía y ante escenarios de alta penetración incluso aplanar la curva de demanda [31].

En Chile existen metas en cuanto a la electro-movilidad, que como se explicó previamente, tiene un impacto directo en lo que son las aplicaciones BTM al poder ser utilizados como un banco de baterías. En términos energéticos, el sector de transporte alcanza un 37% del consumo energético en Chile al año 2020, y como se ve alimentado principalmente por combustibles fósiles es también en consecuencia responsable del alrededor de un 26% de las emisiones de GEI en el país [4]. Con los objetivos de carbono-neutralidad y de reducción de emisiones en

un 30 % para el año 2050 [2], se tiene que los EV son parte importante de la solución, por lo que en Chile se tiene por objetivo alcanzar un 60 % de integración de EV particulares y un 100 % en el transporte público [2]. Estas metas favorecen a las aplicaciones BTM al tiempo que incrementan el rango de posibilidades para los clientes finales.

3.2.3.1. Beneficios

Nuevamente, se tiene que el beneficio principal de esta aplicación BTM es económico, ya que permite optimizar el comportamiento del consumo de forma tal de mantener el mismo nivel de consumo eléctrico asociado a un pago reducido por el mismo. En Chile en particular esto se ve potenciado por el esquema de tarificación impulsado por la ley 21.118, la cual como se ha descrito en secciones previas, adjudica un monto menor a las inyecciones hacia la red por excedentes de energía generados comparado al valor al que se paga la energía consumida desde la red.

Actualmente en Chile, dentro de la tarifa aplicada a un usuario final residencial (esto es, un usuario regulado), el cobro por energía corresponde a un 60 %-70 %, el resto se distribuye en el pago por uso del sistema troncal (8 %-10 %), el pago por el valor agregado de distribución (VAD) (14 %-19 %) y el impuesto al valor agregado (IVA), que corresponde a un 19 % sobre la tarifa y representa alrededor de un 16 % del total de la boleta [42]. De esta forma, la ley 21.118 establece un pago por la inyección a la red que es cercano al porcentaje asociado a la componente de energía de la cuenta de electricidad. Así, si se considera un sistema de baterías hay dos alternativas: (1) vender a la red por un valor correspondiente aproximadamente a un 60 %-70 % de la tarifa completa; (2) almacenar la energía y consumirla en otro horario, con lo que se deja de consumir energía desde la red a un precio equivalente a la tarifa completa. Esta última alternativa es equivalente a vender la energía almacenada al precio de la tarifa completa.

3.2.3.2. Desafíos

El principal desafío a la implementación de esta aplicación BTM es que actualmente ya es complejo un escenario donde se tenga una gran adopción de módulos fotovoltaicos, puesto que corresponde a una inversión importante para gran parte de la población, con lo que todo indica que un sistema que, además de techos solares, cuente con almacenamiento tardará todavía un tiempo en contar con una adopción masiva.

Los proyectos fotovoltaicos en Chile participes del sistema FTM han comenzado a incorporar almacenamiento recientemente y todavía no es un fenómeno con adopción masiva en ese nivel, contando con solamente 121 (MW) instalados a la fecha [43], esto responde a la evolución de los precios a lo largo del tiempo y a la necesidad de hacer frente al *curtailment*, esto es, las limitaciones de potencia impuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) a un gran número de centrales fotovoltaicas, debido a las congestiones del sistema de transmisión y a la falta de capacidad de las subestaciones. Se espera que en los años por venir se tenga una mayor presencia de sistemas BESS en Chile, pero el que hasta el momento este tipo de proyectos no haya hecho uso de las baterías en sus proyectos, da un indicio de que su rentabilidad aún no es suficiente en el país. Así, en la medida en que estos sistemas sean adoptados e importados a Chile para proyectos de mayor envergadura, es de esperar que comiencen a disminuir su precio hasta ser rentables para clientes del tipo residencial, comercial e industrial, mas hasta el momento esto no es así.

3.2.4. Confiabilidad de servicio

La confiabilidad de servicio es fundamental en los SEP, ya que el propósito final de la generación eléctrica es que esta llegue desde su punto de generación a sus usuarios finales. Sin embargo, hay situaciones en que esto no ocurre por diversos motivos. En el sur de Chile por ejemplo, es común que con la caída de árboles o debido a lluvias y nevazones en los meses de invierno el servicio eléctrico se vea afectado, provocándose los llamados “cortes de luz”. Este tipo de interrupciones se mide a lo largo del país por medio del indicador SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*), el cual representa la duración promedio de interrupciones sufridas por un cliente durante un periodo de tiempo [9].

Las causas de estas interrupciones son clasificadas en tres categorías. En primer lugar se tienen las causas internas, las que corresponden a aquellas que son responsabilidad de las empresas distribuidoras. Luego están las causas externas, que hacen referencia a interrupciones no autorizadas en los sistemas de generación o transmisión. Finalmente, se tiene la causa de fuerza mayor, que hace referencia a eventos inevitables, como podrían ser aquellos provocados por la naturaleza [9]. Un terremoto es un ejemplo de un caso de fuerza mayor particularmente aplicable al caso chileno.

En el caso de Chile, se tiene que en el año 2022 el SAIDI indicó un promedio de 15 horas de interrupción al año por cliente, valor que ha incrementado con respecto a los años 2020 y 2021, con 12 y 13 horas respectivamente. La evolución de este indicador en Chile se presenta en la Figura 3.8.

Luego, se tiene que esta aplicación BTM hace referencia a la posibilidad de usar los activos BTM de generación por medio de techos solares en adición a un sistema de baterías, de forma tal de adquirir un grado de independencia importante o total con respecto al SEN. Así en caso de apagones, interrupciones de servicio u otras circunstancias es posible para el usuario, al menos durante un tiempo, abastecerse con su propia generación sin depender fundamentalmente de la energía proveniente de la red de distribución [13].

Además, resulta interesante conocer la distribución de estas interrupciones en Chile, la cual se muestra en la Figura 5.3, puesto que es un indicador de los sectores en que la aplicación puede ser de mayor utilidad. Es relevante conocer esto puesto que si bien existe un mecanismo de compensación por las interrupciones de servicio, se tiene que este mecanismo valoriza de forma estandarizada al ser complejo el adoptar un valor individual para cada persona. Esta dificultad radica en que cada persona valoriza el impacto de una interrupción de servicio de forma distinta.

SAIDI nacional informado por empresas en horas de interrupción promedio por cliente

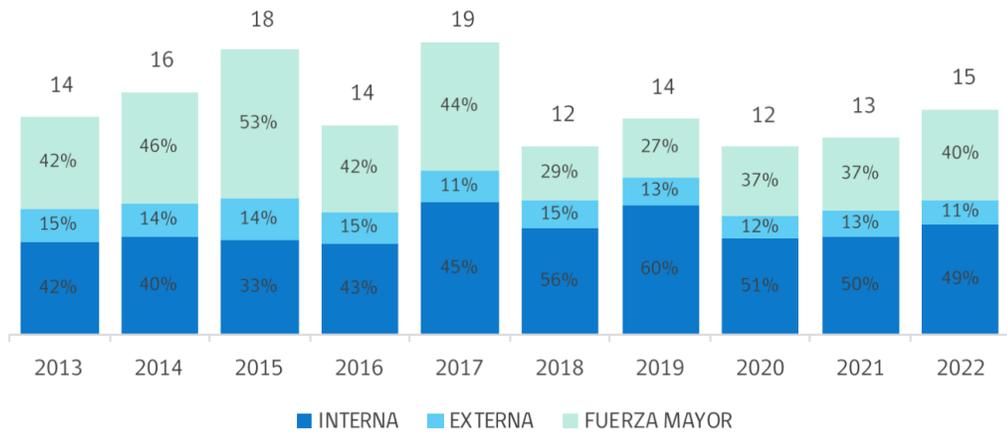


Figura 3.8: Indicador SAIDI en Chile informado por empresas de distribución [9].

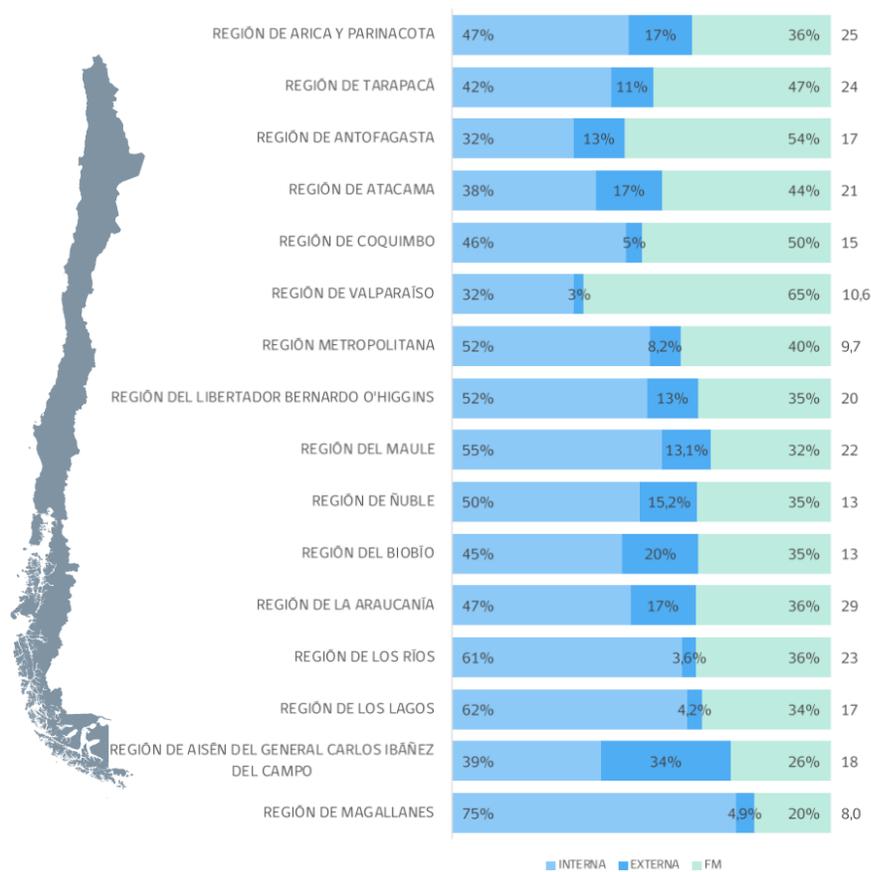


Figura 3.9: Indicador SAIDI en Chile: Distribución por regiones [9].

Luego, y a modo de contextualización, se tiene que a nivel internacional hay un número de países que cuenta con niveles de SAIDI que no se miden ya en horas, sino minutos en el

año. Esto se encuentra íntimamente ligado con el concepto de confiabilidad de servicio y va ligado a la calidad de las redes de distribución. En la Figura 3.10 es posible ver a un número de países con un SAIDI menor incluso a 50 minutos al año.

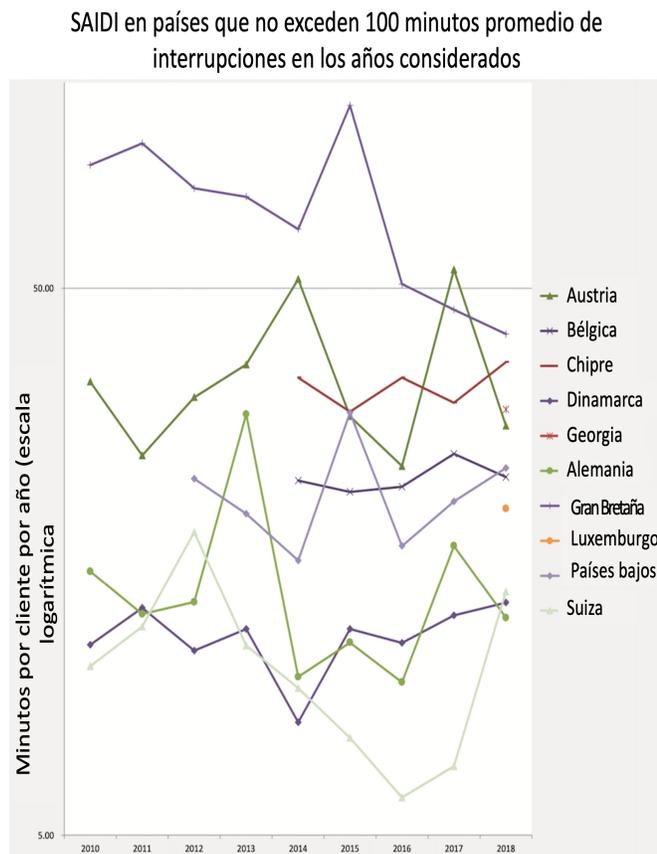


Figura 3.10: Indicador SAIDI a nivel internacional: Interrupciones no planificadas en minutos promedio por año. Adaptado de [44].

3.2.4.1. Beneficios

Luego, el beneficio asociado a esta aplicación es que el dueño de los activos BTM de auto-generación y almacenamiento adquiere independencia con respecto al sistema eléctrico ya sea parcial o total, con lo que ante eventos de interrupción de servicio el *prosumer* no se verá afectado o se verá afectado en menor medida, ya que puede recurrir a su energía generada en el mismo instante o bien a aquella almacenada.

El grado de independencia a adoptar con respecto a la red eléctrico dependerá luego de las características técnicas de los activos BTM.

3.2.4.2. Desafíos

El principal desafío, como se ha mencionado previamente, es adquirir estos activos BTM, con mayor énfasis en los sistemas de almacenamiento, ya que estos no se encuentran en Chile todavía en un rango de precio asequible y rentable, en conjunto con los esquemas tarifarios existentes en Chile.

3.3. Elementos ligados a las aplicaciones BTM

Una vez identificadas las aplicaciones BTM, sus beneficios, beneficiarios y desafíos es importante dar cuenta de ciertos ámbitos relevantes para el desarrollo presente y futuro de estas aplicaciones. Así, en este apartado se presenta un breve recorrido por las nuevas figuras de mercado en el marco de la generación distribuida, algunos de los cuales han sido mencionados previamente. Se hablará a su vez de los medidores inteligentes, elementos básicos y habilitantes para el uso de una amplia gama de aplicaciones BTM. Finalmente, se comentará sobre los nuevos esquemas de mercado a los cuales podría evolucionar el sistema bajo la adopción de las aplicaciones antes descritas.

3.3.1. Nuevas figuras de mercado

Un desafío ampliamente presente en las aplicaciones BTM identificadas es que actualmente en Chile no se tiene un número de figuras de mercado que resultan habilitantes para el desarrollo de las mismas. Un ejemplo de esto son las figuras del agregador de demanda y el comercializador.

Uno de los objetivos que se alcanza al hacer uso de aplicaciones BTM es hacer del consumidor final un actor activo del mercado eléctrico, sin embargo, esto no implica que deba hacerlo todo por su cuenta. En California existe la figura del agregador de demanda, que consiste en una entidad que agrupa una comunidad o bien una serie de consumos que cuentan con auto-generación con el fin de sumar sus capacidades y así alcanzar mejores precios de electricidad [45].

Este actor del mercado eléctrico es una figura en desarrollo que da cuenta del interés que se tiene en contar con nodos de generación residencial independientes, pero a la vez contando con la posibilidad de conectarlos entre sí ya no solo con el fin de obtener mejores precios, por medio de su mayor poder de mercado al estar agregados, sino que representa la posibilidad de monitorizar, manejar y optimizar de forma remota un gran número de nodos [45].

Así, el caso de California resulta de interés puesto que da cuenta de la posibilidad de adoptar este actor de mercado que permite agrupar un gran número de *prosumers* para así darles un mayor poder de mercado. Actualmente se tiene que los agregadores son responsables de alimentar cerca de un 25 % de la demanda regulada en California [46].

El caso de Chile es diferente, puesto que esta figura no existe actualmente ni se encuentra presente en los futuros proyectos de ley planteados hasta el momento. No obstante, esto no quiere decir que no se estén planteando nuevos integrantes del mercado eléctrico. Esto queda evidenciado en el proyecto de ley que permite la portabilidad eléctrica (Boletín 13.782-08), el cual fue ingresado el día 09 de septiembre de 2020 [47]. Actualmente se tienen cuatro grupos principales de empresas de distribución que controlan aproximadamente un 95 % de los clientes finales regulados [48] & [49]. Lo que busca la ley de portabilidad eléctrica es separar la red de distribución, entendiéndose por esto el cableado y la postación, de la comercialización misma de la energía. Para esto se proponen dos tipos de comercialización: la comercialización regulada y la libre [50].

En la comercialización regulada seguirían participando las empresas tradicionales de distribución, pero en la libre haría su ingreso la figura del “Comercializador”. Esta figura aún no está correctamente definida en la legislación chilena. En términos generales se refiere a agentes con la capacidad de comprar y vender energía. En la práctica ya hay empresas que se dedican a comercializar energía a clientes libres y se encuentran agrupados en la Asociación Chilena de Comercializadores de Energía (ACEN).

Dentro del mismo proyecto de ley, se propone a su vez la figura de “Gestor de Información”, cuya función principal sería justamente manejar los flujos de información entre los agentes involucrados, resguardando a la vez la privacidad de los datos personales.

La definición más actualizada con que se cuenta de estos actores a ingresar en el sector eléctrico, sus funciones y responsabilidades es la siguiente:

- Comercialización [47]: *“La comercialización de energía consiste en la compra y venta de energía y potencia en un sistema eléctrico. Los comercializadores habilitados podrán suministrar a usuarios finales solo a través del establecimiento de contratos con estos últimos. Asimismo podrán participar de las transacciones de energía, potencia y otros servicios eléctricos que efectúe el Coordinador Eléctrico Nacional, en la medida que cumplan con los pagos y las garantías de suministro establecidas en la normativa vigente.”*
- Gestor de información [47]: *“...estará a cargo de gestionar y almacenar los datos que se obtengan de los procesos de medición de consumo y gestión de la red de distribución. Deberá en todo momento resguardar los datos personales de los usuarios finales de conformidad a la normativa vigente y la neutralidad en el acceso y uso de la información por parte de los distintos usuarios que tengan interés en participar en mercados competitivos en el sistema de distribución.”*

De esta forma, es posible ver como a través de la ley de portabilidad eléctrica se crearán dos entidades nuevas que estarán íntimamente relacionadas a las aplicaciones BTM por medio del manejo de la información y la posibilidad de otorgar diferentes opciones tarifarias [51].

3.3.2. Medidores inteligentes

Otro aspecto relevante en el caso chileno tiene relación con la implementación de los medidores inteligentes. Estos medidores, también llamados *smart meters*, permiten conocer la energía consumida y la energía inyectada a la red, además, *“Recopila información y mediciones sobre el consumo de energía de tu hogar y la envía de forma segura al concentrador ofreciendo más y mejores servicios.”*¹

El uso de estos medidores permite un mejor manejo de la información y da la posibilidad de implementar tarifas diferentes a las actualmente utilizadas. Sin embargo, en Chile existió un fuerte rechazo a su implementación en el año 2019 y su uso no ha sido discutido nuevamente desde entonces. Este rechazo va de la mano con un desconocimiento en cuanto a los beneficios y posibilidades de estos medidores. Se destaca este punto puesto que para las aplicaciones BTM el contar con estos medidores resulta de gran importancia, ya que permiten la medición desde y hacia la red, lo cual es imposible con los medidores tradicionales.

¹ Obtenido de: <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/medicion-inteligente.html>

Actualmente no existe un catastro detallado del número de medidores inteligentes instalados en el país. Tampoco se cuenta con metas u objetivos claros en esta dirección. Se tiene un número estimado de 500.000 medidores instalados por las empresas Enel Distribución, Saesa y Chilquinta como parte de un plan piloto [52]. Para poner en contexto este número en relación con el ámbito internacional, se tiene que en Gran Bretaña, para el final del año 2022 existían 31,3 millones de medidores inteligentes instalados en hogares y pequeños comercios, lo que representa un 55 % del total de medidores en Gran Bretaña [53]. Solamente el año 2022 se instalaron 3,7 millones y cada año se tiene una cifra de instalaciones similar desde el 2016. Por otra parte, en 2021 en Estados Unidos se tenía una instalación de 111 millones de medidores inteligentes, los cuales corresponden a un 69 % del total de medidores instalados en el país [54].

Así, los medidores inteligentes y las aplicaciones BTM van ligados ya que sin estos artefactos muchas aplicaciones BTM son directamente irrealizables. Además, la retroalimentación que posibilitan estos medidores sobre el comportamiento de consumo de las personas tiene de por sí un efecto beneficioso, pudiendo permitir ahorros de hasta un 15 % en la cuenta de consumo eléctrico al visibilizar patrones de consumo que pudieran ser optimizados [55].

3.3.3. Esquemas de mercado

Finalmente, se menciona en esta sección que la implementación de aplicaciones BTM ha abierto la posibilidad al estudio de nuevos esquemas de mercado, no solamente a través de la aparición de nuevos actores en el sector eléctrico, sino también a través de nuevos esquemas como lo puede ser el mercado P2P (*peer-to-peer*) [11], que comunica los diferentes nodos residenciales a través de un servidor capaz de optimizar las ventas de energía ya no a la red eléctrica, sino que entre vecinos y comunidades. Esto se encuentra en estudio actualmente y aún no cuenta con aplicaciones a gran escala, pero da cuenta de las posibilidades que ofrecen las aplicaciones BTM [56, 57].

Algunas de las aplicaciones a pequeña escala existentes del mercado P2P son las siguientes [57]:

- Enerchain: se trata de un proyecto del año 2017 donde más de 40 empresas del sector energético europeo se unieron para llevar a cabo transacciones bajo el esquema P2P usando la tecnología provista por Enerchain.
- Energy collective: proyecto del año 2016 desarrollado en Dinamarca que buscaba aplicar el esquema P2P a una comunidad.
- P2P-3M: proyecto del año 2016 implementado en conjunto por 7 universidades y 3 socios industriales de Estados Unidos y Corea que busca desarrollar una plataforma de transacción del tipo P2P.

Capítulo 4

Propuesta metodológica

4.1. Esquema general

En el presente capítulo se da cuenta de la metodología a seguir en el desarrollo del trabajo de título. Se genera un marco sobre el cual trabajar en diferentes etapas que puede ser aplicado a diferentes países sobre los cuales se quiera determinar el potencial de aplicaciones BTM. Cada etapa es descrita de tal forma de mostrar los resultados esperados, que son necesarios para avanzar a etapas posteriores.

De esta manera, la secuencia de pasos a seguir, junto con los criterios y categorías propuestas, se presenta de manera resumida en la Figura 4.1. A través de esta propuesta metodológica se busca alcanzar los objetivos específicos propuestos en este trabajo, llegando a plantear el potencial de las aplicaciones BTM en un sistema específico.

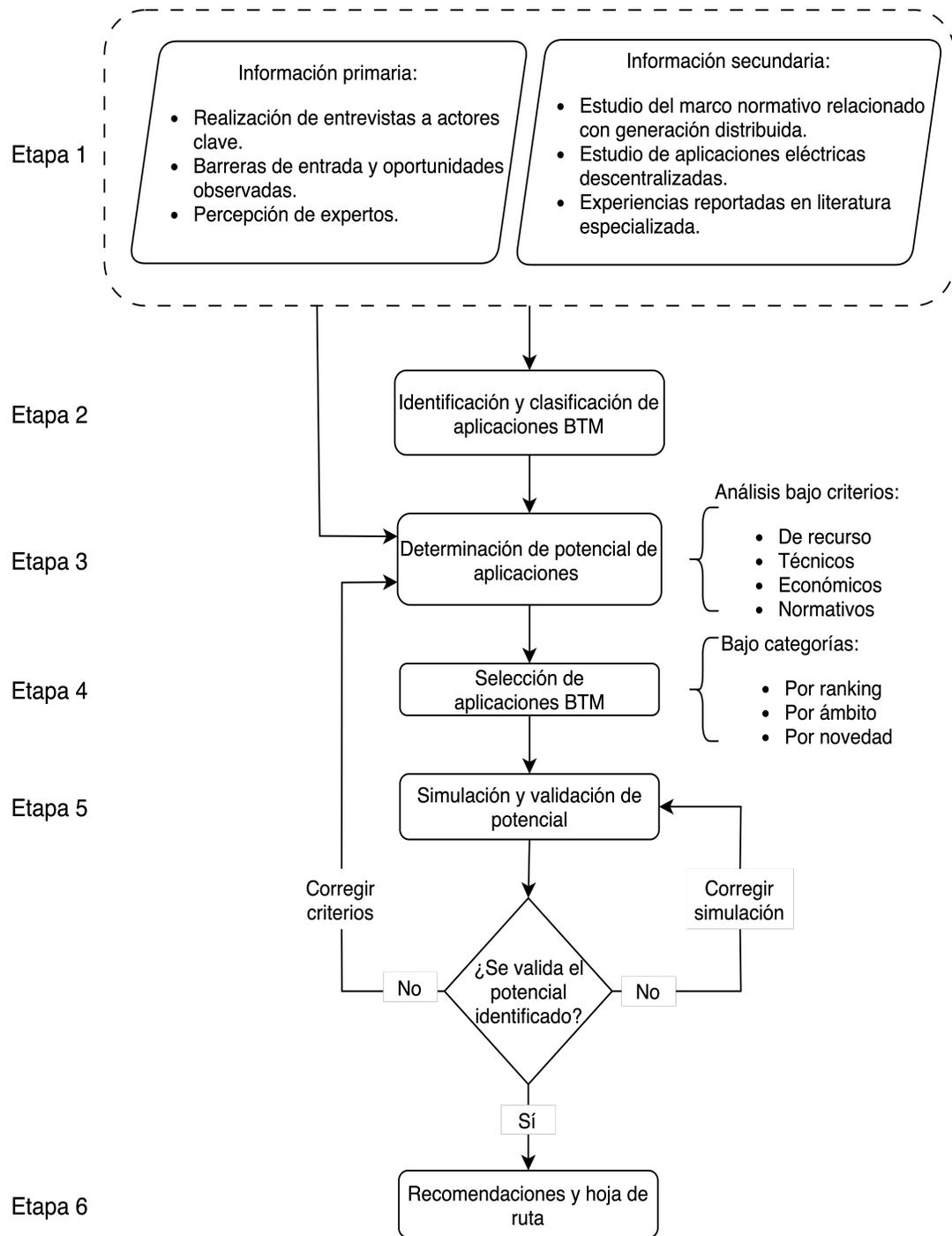


Figura 4.1: Metodología de trabajo. Fuente: Elaboración propia.

4.2. Descripción de etapas

Las etapas de la metodología propuesta se describen a continuación:

4.2.1. Etapa 1: Recopilación de la información

Esta etapa se divide a su vez en dos sub-etapas, cada una relacionada con un tipo de información a recopilar. El uso de información primaria hace referencia a la realización de entrevistas a actores clave. Estos actores podrán variar en función de los objetivos específicos de la investigación a realizar, pudiendo tratarse de comunidades en las cuales se haya realizado o se quiera realizar una implementación de aplicaciones específicas o bien expertos del sector eléctrico pertenecientes a las áreas de generación, transmisión y/o distribución. Podrán participar de esta instancia también entidades ligadas al aparato normativo u operativo del sistema, así como personas del ámbito académico. La cantidad y el tipo de actores a considerar serán determinados por el tomador de decisiones en función del tipo de trabajo que se quiera realizar, pudiendo existir diferentes enfoques.

A través de las entrevistas se busca determinar posibles barreras de entrada percibidas por los actores relevantes. Se busca también llegar a un conocimiento en relación a la percepción de los actores participantes, de modo de contar con una base que indique el grado de entendimiento o implementación en relación a las aplicaciones BTM en el país en estudio.

Las preguntas a realizar se deben determinar en función de los objetivos del trabajo, de la misma forma el tomador de decisiones debe establecer el tipo de entrevista a realizar, esto es, entrevistas estructuradas o no estructuradas, lo cual tiene un impacto en el posterior análisis de los datos obtenidos y en el grado de cotejo que pueda realizarse con los mismos.

Luego, la información secundaria a considerar debe contener ciertos aspectos mínimos, los cuales se detallan a continuación:

- Se deben estudiar los marcos normativos relacionados a la generación distribuida considerando aquellos en vigencia y aquellos en desarrollo al momento de la investigación.
- Se deben estudiar las aplicaciones de tipo descentralizado en uso al momento de la investigación en el país en estudio.
- Se recomienda hacer una búsqueda a través de la literatura especializada en medios como las bases de datos de la IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), *Science Direct*, o *Google Scholar*. Se sugiere hacer uso de las palabras clave: “*behind-the-meter*”; “*energy storage systems*”; “*demand-side management*”; “*load control*”; “*distributed energy resources*”; “*end-user*”; “*smart grid*” y “*small-scale*”.
- Se sugiere considerar el estudio de reportes técnicos asociados al sistema eléctrico del país en estudio.

A través del estudio de los puntos antes descritos es posible formar una base sobre la cual proceder al desarrollo de la siguiente etapa.

4.2.2. Etapa 2: Sistematización de la información

Una vez realizada la recopilación de la información y teniendo en consideración los desarrollos llevados a cabo en diferentes países y en el país en estudio se procede a identificar en base a lo revisado las diferentes oportunidades y desafíos potenciales para las aplicaciones BTM en el país de interés. En esta etapa se busca sistematizar esta información, para lo que se propone como contenido mínimo la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Sistematización de la información.

Aplicación BTM	Descripción	Beneficios	Desafíos
Aplicación No. 1	-	-	-
Aplicación No. 2	-	-	-
Aplicación No. 3	-	-	-

La Tabla 4.1 contiene en su primera columna un lista de las aplicaciones BTM identificadas, esto es, incluye tanto aquellas en desarrollo en el país en estudio como las que puedan encontrarse en uso o en desarrollo al momento de la investigación. Luego, en la segunda columna se debe realizar una descripción resumida de la aplicación correspondiente en base a la información recabada. Posteriormente, en la tercera y cuarta columna se enumeran los beneficios y desafíos respectivamente en relación a cada una de las aplicaciones listadas. Estos beneficios y desafíos deben referirse al país en estudio y pueden basarse en la experiencia internacional, en el estudio normativo o bien en las respuestas obtenidas por medio de las entrevistas realizadas a actores relevantes.

4.2.3. Etapa 3: Determinación de potencial de aplicaciones

En base al contexto del país en estudio, se busca determinar el potencial de las aplicaciones identificadas y descritas en la etapa anterior. Para esto se hace uso de la metodología para determinar potencial de recursos renovables expuesta en la Figura 4.2.

Suposiciones clave

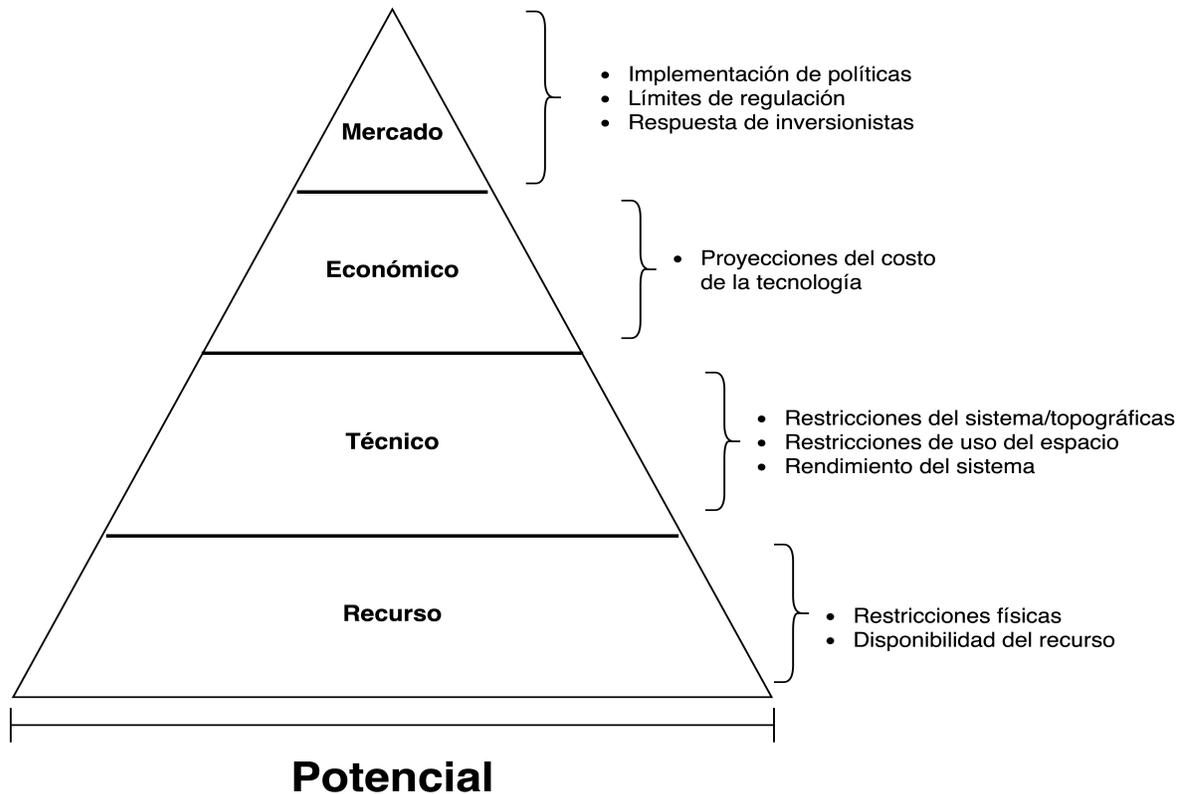


Figura 4.2: Metodología de para determinar potencial. Fuente: Adaptado de [58].

Esta metodología consiste en el análisis de cuatro diferentes ejes que determinan la factibilidad de desarrollo de las aplicaciones BTM. Los ejes en cuestión se desarrollan a continuación [58]:

- **Recurso:** Guarda relación con la disponibilidad del recurso básico para el desarrollo y desempeño de las aplicaciones BTM identificadas. Este varía en función de cada país y puede variar también en función de las aplicaciones en cuestión. El recurso puede ser solar, eólico, hídrico, entre otros.
- **Técnico:** Se refiere a las diferentes restricciones en la implementación que puedan presentarse en el país en estudio. Estas no necesariamente serán eléctricas. Las restricciones a evaluar pueden ser también de tipo constructivas o topográficas, entre otras.
- **Económico:** Se refiere a la evaluación de proyecciones de costo de las tecnologías necesarias para el desarrollo de las aplicaciones identificadas. Puede referirse a la evolución de precios de módulos fotovoltaicos, baterías, vehículos eléctricos o sistemas de calefacción, entre otros. Este apartado puede considerar también los costos de instalación de los diferentes equipos.
- **Mercado:** Hace referencia a la implementación de políticas públicas que afecten directa o indirectamente el desarrollo o factibilidad de las aplicaciones identificadas. Se

busca determinar cuales son los límites impuestos por la normativa vigente de forma de establecer a su vez los desarrollos legislativos necesarios para impulsar aplicaciones BTM.

Cabe destacar que esta metodología fue desarrollada en primer lugar en el año 2006, posteriormente se actualizó en el año 2011 [58] y luego fue utilizada por NREL (del inglés *National Renewable Energy Laboratory*) para determinar el potencial de energías renovables en los Estados Unidos, donde se consideraron para el análisis la tecnología solar, eólica, geotérmica e hidroeléctrica [58]. Dentro de la tecnología solar se consideraron en el estudio los techos solares en el país con el correspondiente proceso a llevado a cabo para determinar el potencial asociado. Esta metodología fue nuevamente utilizada el año 2016 para determinar el potencial de los proyectos eólicos distribuidos en Estados Unidos [59].

Considerando lo anterior, se considera que la metodología es apta y se ajusta a los objetivos planteados en este trabajo, por lo que se seguirá este esquema para determinar el potencial de las aplicaciones BTM identificadas en la etapa 2. Luego, el resultado a obtener en esta etapa puede ser consignado en la Tabla 4.2, la cual debe ser completada acorde a al código de colores que se presenta en la Tabla 4.3 según los resultados obtenidos.

Tabla 4.2: Etapa 3: Determinación del potencial.

Aplicación BTM	Criterio No. 1	Criterio No. 2	Criterio No. 3	Criterio No. 4
Aplicación No. 1	-	-	-	-
Aplicación No. 2	-	-	-	-
Aplicación No. 3	-	-	-	-

Tabla 4.3: Estado de factibilidad.

Puntaje	Factibilidad
	Infactible
	En desarrollo
	Factible

4.2.4. Etapa 4: Selección de aplicaciones

Una vez determinado el potencial de las aplicaciones en la etapa 3, se procede a realizar la selección de aplicaciones BTM. Esta selección busca establecer las aplicaciones que serán analizadas en mayor profundidad considerando casos de estudio en la etapa siguiente.

Así, se proponen en esta metodología tres criterios a considerar para dicha selección. Una vez considerados los criterios, el tomador de decisiones determina la selección de aplicaciones a ser estudiadas en mayor detalle. Los criterios se describen a continuación:

- **Ranking:** El tomador de decisiones deberá asignar un puntaje a cada aplicación en función del potencial determinado para cada uno de los criterios considerados. De esta forma, se alcanza un puntaje total para cada una de las aplicaciones. Luego, es posible

asignarle a cada criterio considerado una ponderación distinta, esto en función de la importancia que se le conceda a cada criterio. Este puntaje puede ser tan complejo como el tomador de decisiones determine para establecer la selección. El formato a considerar se propone en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Selección de aplicaciones, criterio por ranking.

Aplicación BTM	Puntaje total	Puntaje promedio	Ranking
Aplicación No. 1	-	-	-
Aplicación No. 2	-	-	-
Aplicación No. 3	-	-	-

Se establece en principio un sistema de puntajes básico, donde el valor más alto corresponde a un grado de factibilidad mayor para la aplicación en cuestión y para cada criterio. El grado de factibilidad esta ligado al código de colores presentado en la Tabla 4.3. Se considera cada criterio por igual, por lo que luego de hacer la suma de puntos en la columna de “Puntaje total”, se hace un promedio simple en la columna “Puntaje promedio”, tras lo cual se verifica el puntaje de cada aplicación y se hace un ranking. En caso de que dos aplicaciones o más alcancen el mismo puntaje, queda a criterio del tomador de decisiones el determinar cual de ellas tendrá una posición más alta en el ranking en base al potencial identificado en etapas previas. La distribución de puntajes se presenta en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Puntajes asociados al código de colores.

Color	Puntaje asociado
	0
	1
	2

- **Ámbito:** Para este criterio el tomador de decisiones debe analizar las aplicaciones identificadas en la etapa 2 y determinar en qué ámbito se desarrollan las aplicaciones BTM. Si bien todas las aplicaciones identificadas tendrán como característica común el ser distribuidas, es posible que los ámbitos de acción o el sector en que producen un efecto, aporte o beneficio varíen en función de cada aplicación. Se propone el esquema presentado en la Tabla 4.6 para la selección.

Tabla 4.6: Selección de aplicaciones, criterio por ámbito.

Aplicación BTM	Ámbito No. 1	Ámbito No. 2	Ámbito No. 3
Aplicación No. 1	-	-	-
Aplicación No. 2	-	-	-
Aplicación No. 3	-	-	-

- **Novedad:** Este es un criterio tomado de la literatura especializada [36], el cual hace referencia al tiempo que lleva cada aplicación BTM en uso, pudiendo ocurrir que algunas no se encuentren siendo aplicadas al momento de estudio, o bien que otras ya estén en

uso. Así, se establecen las clasificaciones presentadas en la Tabla 4.7. Bajo este criterio es que se propone completar la Tabla 4.8 para cada aplicación identificada.

Tabla 4.7: Clasificación por novedad. Adaptado de [36].

Clasificación	Descripción
Existente	La aplicación BTM está en uso desde antes del 2010
Nueva	La aplicación BTM ha estado en uso en los últimos 10 años
Futurista	La aplicación BTM no está disponible pero puede estarlo en el futuro

Tabla 4.8: Selección de aplicaciones, criterio por novedad.

Aplicación BTM	Clasificación
Aplicación No. 1	-
Aplicación No. 2	-
Aplicación No. 3	-

4.2.5. Etapa 5: Simulación y validación de potencial

- **Simulación:**

Para el apartado de simulación se tomarán las aplicaciones seleccionadas en la etapa anterior. Cada una de ellas se modelará de forma diferente para dar cuenta de los beneficios identificados a través de casos de estudio. Al tratarse de aplicaciones que varían en función del país en estudio y de los objetivos específicos del trabajo, cada modelación será llevada a cabo conforme al criterio del tomador de decisiones, pudiendo darse diversas implementaciones. Para conseguir esto se consideran diferentes programas computacionales con el fin de determinar el más adecuado para la realización de simulaciones sobre las aplicaciones BTM seleccionadas. Algunos de los programas a considerar son: *HOMER energy*, *PVsyst*, *PVsol*, *OpenDSS*, entre otros. Estos programas ofrecen características que permiten realizar simulaciones sobre una amplia gama de aplicaciones.

Las simulaciones realizadas para las aplicaciones seleccionadas deben dar cuenta del potencial definido en la etapa 3. Para esto, se debe construir cada caso de forma de evaluar los criterios establecidos en la metodología para determinar potencial presentada en la Figura 4.2. Se debe proponer un análisis en base a estos criterios que determine si el potencial previamente identificado es adecuado o si la simulación entrega un resultado distinto.

- **Validación:**

Con el objetivo de corroborar las conclusiones obtenidas por medio de las etapas anteriores, esto es, la determinación del potencial de aplicaciones BTM y la modelación de una selección de aplicaciones BTM bajo casos de estudio, se establece una etapa de validación.

Esta etapa consiste en agrupar un número de actores relevantes a quienes se les presenta el tema de estudio y las conclusiones alcanzadas por medio de los análisis propuestos. Similarmente a lo considerado para la etapa 1, estas personas podrán ser expertas en el sector

eléctrico, miembros de comunidades afectadas o bien usuarios de las aplicaciones estudiadas. Son escogidos bajo el criterio del tomador de decisiones en función del posible aporte que puedan generar al trabajo. Luego, estos actores relevantes pueden dar en base a su conocimiento, afectación y/o uso una valoración en relación a las conclusiones obtenidas. De esta forma se obtiene una retroalimentación que resulta provechosa para considerar nuevos ángulos desde los cuales evaluar el potencial de las aplicaciones, para realizar modificaciones o correcciones y para corroborar el análisis realizado.

El proceso de validación puede contar con más de una iteración, es decir, puede realizarse más de una vez y en cada instancia comenzar considerando los resultados de la iteración anterior, que tiene un efecto sobre la determinación del potencial y entrega datos de entrada para la selección y el modelamiento de aplicaciones.

4.2.6. Etapa 6: Recomendaciones y hoja de ruta

Finalmente, habiendo ya realizado las etapas previas se realizan recomendaciones y se plantea una hoja de ruta en forma de eje temporal considerando los elementos que a juicio del tomador de decisiones y en función de la investigación, simulación y validaciones previamente realizadas sean necesarios para el desarrollo de las aplicaciones BTM en el país en estudio. Estas recomendaciones pueden contener comentarios en relación a cada uno de los criterios considerados en la determinación del potencial y se plantean a modo de requisitos fundamentales para la implementación de las aplicaciones identificadas.

En la Figura 4.3 se observa la estructura a considerar para el desarrollo de esta etapa, donde en primer lugar se debe establecer una visión global en base a metas y objetivos a alcanzar. Esta visión global se ve sostenida por diferentes pilares, los cuales consisten en tópicos relevantes para la consecución del objetivo principal. A su vez, estos pilares se encuentran conformados por acciones específicas que son habilitantes para el tópico al que correspondan. Estas acciones específicas deben ser ejecutadas por su parte dentro de un plazo y en un momento determinado.

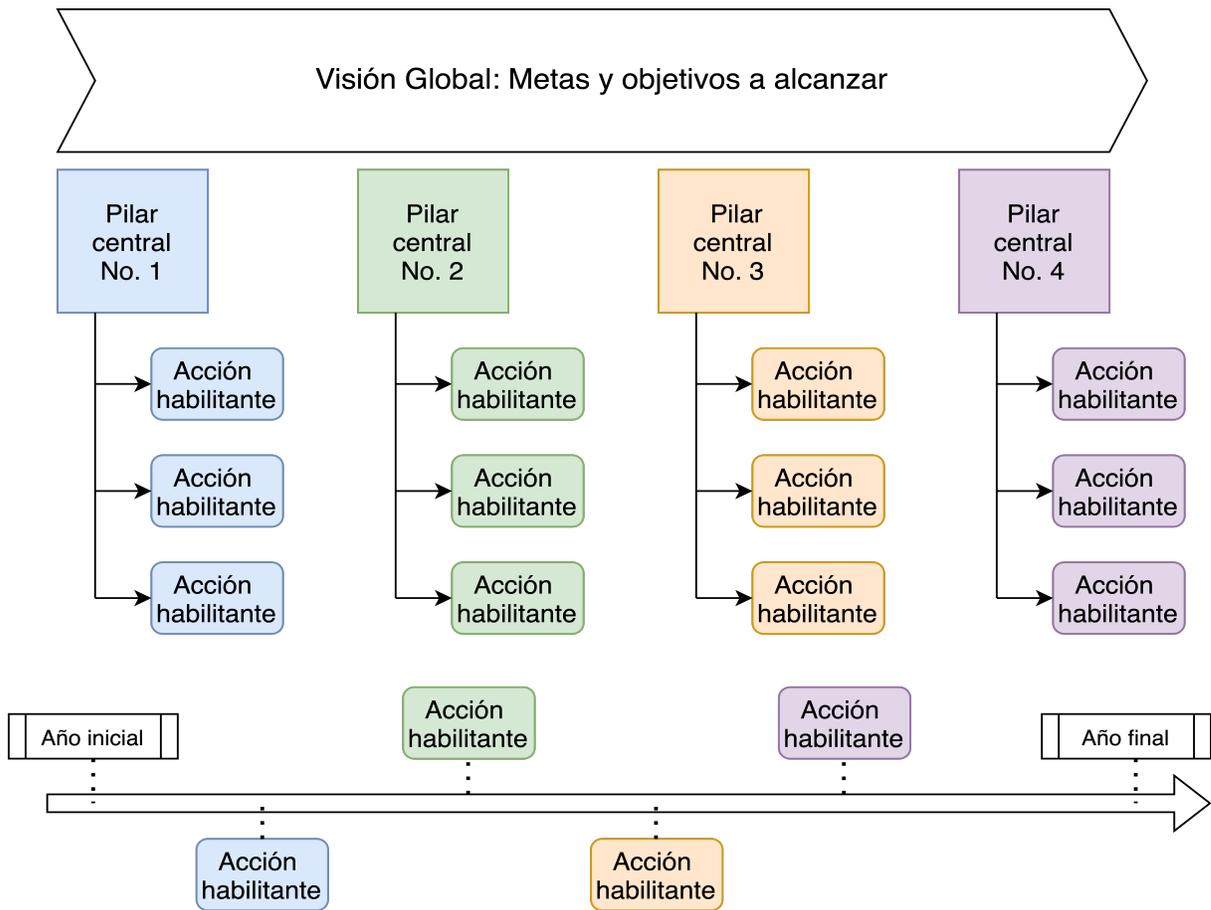


Figura 4.3: Estructura de hoja de ruta. Fuente: Adaptado de [60, 61].

Capítulo 5

Aplicación al contexto chileno

5.1. Descripción general

En este capítulo se realiza la implementación de la metodología propuesta al caso chileno. Para esto se considera el contexto nacional en lo relacionado al sector eléctrico en sus ámbitos económico, social, normativo y técnico. Se hace uso de bases de datos ligadas a las entidades nacionales y se plantean casos de estudio acordes a la realidad del país.

El alcance de la esta implementación es a nivel nacional, considerando informaciones a nivel regional en la mayoría de los casos y comunal únicamente en los casos de simulación. En lo que respecta a la información a recabar, se privilegian aquellos datos, estudios, análisis e informes, entre otros, que se hayan publicado en los últimos cinco años, es decir, a partir del año 2019. En caso de no contar con datos en este rango temporal, y de requerirlos para llevar a cabo las etapas propuestas, se consideran datos a partir del año 2014.

Se destaca que el sistema eléctrico chileno tiene la particularidad de contar con abundante información pública en relación a su operación, costos, y a sus diferentes características, lo cual puede representar una diferencia significativa con otros países. El detalle de la evolución del SEN, junto con sus principales actores, puede encontrarse en el Capítulo 2.

5.2. Etapa 1 y 2: Recopilación y sistematización de la información

Para la etapa 1 de recopilación de la información se considera únicamente información de fuentes secundarias, esto es, no se realizan entrevistas a actores relevantes con el fin de obtener una percepción inicial por parte de los mismos. Considerando esto, las fuentes consultadas son aquellas propuestas en la metodología. Además, se destaca el uso de información de algunas entidades asociadas al sector eléctrico chileno, como lo pueden ser ACERA, la CNE, el CEN y el Ministerio de Energía. Estos resultaron de gran importancia para conocer la realidad chilena, particularmente en lo relacionado a la generación distribuida, los mecanismos de tarificación, los desarrollos futuros, la normativa y el estado actual de las aplicaciones BTM en Chile. Se destaca además el uso de información de entidades internacionales como NREL e IRENA, entre otros organismos internacionales con los cuales se identificó una serie de aplicaciones y se pudo comparar su situación con el caso chileno.

La literatura especializada investigada principalmente a través de las bases de datos de la IEEE y *Science Direct* permite profundizar en los aspectos más técnicos de las aplicaciones y da cuenta de los ámbitos de desarrollo más actuales, así como de las problemáticas que se está buscando solucionar a día de hoy para impulsar el desarrollo de las aplicaciones descentralizadas a nivel de usuario final.

En lo que respecta a la etapa 2, la revisión bibliográfica permite identificar una serie de aplicaciones relevantes y describirlas en su estado actual, considerando sus beneficios, desafíos, y posibilidades, con lo que es posible sistematizar la información por medio de la estructura propuesta en la propuesta metodológica. Así, en la Tabla 5.1 se consignan los resultados obtenidos de las primeras etapas del trabajo acorde al esquema planteado en la Tabla 4.1 de la metodología. Cabe destacar que el desarrollo en detalle de estas etapas se ve reflejado de buena forma en lo realizado en el Capítulo 3, por lo que se recomienda su lectura para profundizar en las aplicaciones establecidas en la Tabla 5.1.

En términos generales se tiene que los principales beneficios de las aplicaciones son de dos tipos: (1) sistémicos, que guardan relación con aspectos de eficiencia operativa y económica del sistema eléctrico nacional, ya sea por efectos sobre la regulación del mismo por medio de reservas o respuestas por parte de la demanda ante perturbaciones o bien por los aspectos asociados a la planificación del mismo; (2) de usuario final, que son principalmente de carácter económico y asociados a la calidad de servicio. Estos van de la mano con un empoderamiento de los individuos, comercios o industrias para dejar de ser actores pasivos del sector y convertirse en actores activos.

En términos de desafíos, estos son relativamente generales y se repiten de una aplicación BTM a otra. Principalmente se tiene el ámbito normativo, donde actualmente hay figuras de mercado que son necesarias para ciertas aplicaciones y que no existen actualmente en la normativa eléctrica chilena. Se considera también que para el aprovechamiento de ciertas aplicaciones una mayor gama de tarifas eléctricas es un requisito, esto es, tarifas que no sean ya solamente volumétricas e invariantes en el tiempo. Otro desafío identificado es el costo de los sistemas de almacenamiento en Chile, que comienzan a hacer su entrada mas se encuentran todavía lejos de ser rentables. Finalmente, se tiene una componente social que es la llamada educación eléctrica, y que hace referencia al desconocimiento que se tienen en relación a los posibles beneficios y tecnologías ligadas a las aplicaciones y activos BTM. Todo esto se encuentra consignado en el Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Implementación de sistematización de aplicaciones BTM.

Aplicación BTM	Descripción	Beneficios	Desafíos
Reserva en giro	Una agrupación de recursos distribuidos BTM puede actuar como una sola entidad y modificar su consumo o inyección ante fluctuaciones de frecuencia [13]. Se busca manejar el sistema de baterías BTM con el fin de que este actúe como carga o generador según exista sobre-tensión o baja tensión [13].	<ul style="list-style-type: none"> - Operación del SEP más eficiente y económica [19, 26]. - Posibilidad de contar con reserva no en giro a menor costo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Regulación y figuras de mercado. - Incertidumbre propia de los prosumers [13]. - Costo de los sistemas de almacenamiento.
Regulación de tensión	Se busca manejar el sistema de baterías BTM con el fin de que este actúe como carga o generador según exista sobre-tensión o baja tensión [13].	<ul style="list-style-type: none"> - Tensión más estable a lo largo del SEP [13, 14]. 	<ul style="list-style-type: none"> - Regulación y figuras de mercado. - Incertidumbre propia de los prosumers [14]. - Costo de los sistemas de almacenamiento.
Regulación de frecuencia	Apoyar a los mecanismos tradicionales de control de frecuencia por medio del uso de baterías, aprovechando su alta densidad energética y rápida respuesta dinámica [13, 14].	<ul style="list-style-type: none"> - Operación del SEP más eficiente y económica [13, 14]. - Menor periodo de recuperación de la inversión en sistemas de almacenamiento. - Mayor velocidad de respuesta ante perturbaciones [22, 23]. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tamaño y dispersión de los recursos distribuidos [14]. - Incertidumbre propia de los prosumers [14]. - Regulación y figuras de mercado [24, 25]. - Costo de los sistemas de almacenamiento.
Retraso de refuerzos	Considerando el crecimiento en la demanda eléctrica, se tiene que la auto-generación y auto-consumo permiten retrasar refuerzos en la red que de otra forma serían necesarios para suplir dicha demanda [14, 31].	<ul style="list-style-type: none"> - Reducción en presencia de flujos inversos. - Alivio en el sistema de distribución en horas punta [31]. - Posibilidad de facilitar la llegada de EVs. 	<ul style="list-style-type: none"> - Incentivos en tarificación [13, 18]. - Campañas informativas.
Flexibilidad de la demanda	Capacidad de la demanda para responder ante señales de precio por medio del incremento en el consumo eléctrico o la disminución del mismo [14, 32, 33].	<ul style="list-style-type: none"> - Disminución del estrés del sistema en horas punta [11]. - Disminución de ciclaje de generadores [35]. - Disminución de las facturas por consumo eléctrico [11]. 	<ul style="list-style-type: none"> - Incentivos en tarificación [13, 18]. - Campañas informativas. - Incertidumbre propia de los prosumers [14].
Auto-consumo	Se refiere al consumo de la energía generada por medio de activos BTM (techos solares principalmente) en el mismo punto de generación [11].	<ul style="list-style-type: none"> - Disminución de las facturas por consumo eléctrico [11]. - Empoderamiento de los clientes regulados sobre su consumo energético [11]. - Responsabilidad con el medio ambiente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Campañas informativas.
Arbitraje	Consiste en cargar un sistema de almacenamiento BTM cuando los precios de energía son más bajos y hacer uso de la energía almacenada o inyectarla al sistema cuando los precios del sistema son más altos [31].	<ul style="list-style-type: none"> - Disminución de las facturas por consumo eléctrico. - Impulso dado por la ley 21.118 [12]. 	<ul style="list-style-type: none"> - Costo de los sistemas de almacenamiento.
Confiable de servicio	Consiste en hacer uso de los activos BTM para adquirir un grado de independencia del sistema eléctrico a fin de no verse afectado o serlo en menor medida por interrupciones de servicio de distinta naturaleza [13].	<ul style="list-style-type: none"> - Se adquiere un grado de independencia sobre el SEP. - Capacidad de reacción ante eventos de interrupción de servicio. 	<ul style="list-style-type: none"> - Costo de los sistemas de almacenamiento.

5.3. Etapa 3: Determinación del potencial de aplicaciones

En esta etapa se procede acorde a la metodología planteada considerando el listado de aplicaciones obtenido y presente en la Tabla 5.1. Así, los ejes a desarrollar en este trabajo para el contexto chileno son los siguientes: (1) de recurso; (2) técnico; (3) económico y (4) Normativo.

Para esto se considera el análisis de informaciones secundarias de diversas fuentes tales como: (1) aquellos emanados el Censo 2017 y; (2) aquellos provenientes de la plataforma Energía abierta, donde se publican informaciones ligadas al sector eléctrico en sus ámbitos de generación, transmisión y distribución. Estos datos se trabajan por medio de programas como *Microsoft Excel* con el fin de eliminar aquellos apartados no ligados al tema de estudio y obtener las informaciones relevantes. Así, se realiza un proceso de filtrado donde se recopila la información según es necesario.

Cabe destacar que el uso de esta información se dirige de tal modo de poder determinar el potencial de las aplicaciones identificadas en base a los cuatro ejes mencionados. Con lo que no se trata de una recopilación de información si no de un análisis de datos.

5.3.1. Análisis técnico y de recurso

Se comienza analizando la disponibilidad de recurso solar y la factibilidad de instalación de techos solares en las distintas regiones de Chile. Esto debido a que los techos solares representan el primer eslabón habilitante para las aplicaciones BTM, luego se tienen consideraciones ligadas a la regulación, normativa, o al uso de otros activos BTM. Sin embargo, el activo BTM de mayor relevancia son los módulos fotovoltaicos instalados en los techos, que dan paso al auto-consumo y son requisito indispensable para el desarrollo de toda aplicación BTM identificada en el Capítulo 3.

En vista de que bajo la definición dada en el Capítulo 2 se consideran para las aplicaciones BTM los sectores residencial, comercial e industrial, se trabaja con información relacionada e estos sectores. En el caso residencial, se usan las bases de datos proporcionadas por el Censo realizado el año 2017 [62]. No se tiene una fuente de información más precisa y cercana en el tiempo debido a que el siguiente Censo de la población que otorgará información actualizada con respecto al número de viviendas y el estado constructivo de las mismas se realizará en el año 2024. De esta forma, se toma la información relevante para el tema de estudio a partir de las bases de datos proporcionadas por este mecanismo y se ajustan acorde a las tasas de crecimiento desprendidas de la variación entre los últimos datos disponibles y los anteriores a esto. Esto es, entre el Censo realizado el año 2002 y el realizado el año 2017.

En la Tabla 5.2 se presenta el número de viviendas particulares por tipo en Chile acorde al Censo 2017 [63]. Cabe destacar que para este estudio se consideraron solamente dos categorías de vivienda, las cuales corresponden a casas y departamentos en edificios. Otras categorías de vivienda según las definiciones del Censo tales como vivienda tradicional indígena, pieza en casa antigua o conventillo, mediagua, mejora, rancho o choza, móvil (carpa, casa rodante o similar), u otro tipo de vivienda particular no fueron consideradas. Las categorías no consideradas corresponden en conjunto a alrededor de un 3% del total de viviendas

encuestadas. Además, se tiene que la proyección de viviendas para el año 2023 fue calculada considerando una tasa de crecimiento anual en número de viviendas de 2.6% acorde a los resultados proporcionados por el Censo [62].

Tabla 5.2: Número de viviendas particulares por tipo en Chile acorde al Censo 2017 y proyección [63].

Regiones	Nº de casas CENSO 2017	Nº de casas proyección 2023	Nº de deptos. Censo 2017	Nº de deptos. proyección 2023	Total viviendas particulares proyección 2023
Arica y Parinacota	58.152	67.834	12.761	14.886	82.720
Tarapacá	78.992	92.144	26.692	31.136	123.280
Antofagasta	151.844	177.126	33.217	38.748	215.873
Atacama	104.708	122.142	8.186	9.549	131.691
Coquimbo	269.231	314.058	30.168	35.191	349.248
Valparaíso	612.350	714.305	160.882	187.669	901.974
Metropolitana	1.600.392	1.866.855	717.086	836.480	2.703.334
Libertador General Bernardo O'Higgins	317.254	370.076	25.858	30.163	400.240
Maule	382.907	446.660	15.735	18.355	465.015
Ñuble	183.876	214.491	4.367	5.094	219.585
Biobío	495.141	577.581	64.391	75.112	652.693
La Araucanía	351.872	410.458	19.618	22.884	433.343
Los Ríos	144.081	168.070	4.793	5.591	173.661
Los Lagos	313.190	365.336	11.411	13.311	378.647
Aysen	42.368	49.422	495	577	50.000
Magallanes	61.370	71.588	2.402	2.802	74.390
Total País	5.167.728	6.028.147	1.138.062	1.327.548	7.355.694

De los datos presentados en la Tabla 5.2 se considerará para el análisis de potencial únicamente el número de casas. Esto se debe a que el número de departamentos se refiere al número de departamentos en edificios, por lo que no es claro en base a los datos del Censo el número de edificios que existen en Chile y en consecuencia el número de techos de los mismos. Como el interés está puesto en determinar el número de techos en los cuales potencialmente se puede instalar un sistema fotovoltaico, se descarta la instalación en departamentos individuales. Adicionalmente, los techos de los departamentos suelen contener otro tipo de elementos, como pueden ser equipos de aire acondicionado, terrazas u otros espacios de recreación para los residentes. A esto se suma que el espacio disponible en un departamento en general no será suficiente para la instalación de un sistema que cubra los consumos de todos los residentes del mismo, con lo que ante esta variabilidad se elige considerar únicamente el número de casas.

Una vez determinado el número de casas, se procede a determinar el porcentaje de las mismas en que es factible constructivamente el instalar un sistema fotovoltaico. Para esto, se tienen en consideración las recomendaciones proporcionadas en la guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos, publicada por el ministerio de energía en el marco del programa de techos solares públicos [64]. Esta guía entrega una evaluación de los techos disponibles en base a los siguientes criterios: (1) que el techo esté diseñado conforme a la normativa vigente, (2) que los componentes del mismo se encuentren en buenas condiciones y (3) que el techo esté construido con materiales compatibles con la instalación de un sistema fotovoltaico. Es en base al último punto en que se basa el análisis

de factibilidad, ya que el Censo 2017 proporciona información en relación al material constructivo de las viviendas y en particular con relación al material de los techos de las mismas.

De esta forma, se tiene que acorde a la guía del ministerio hay una caracterización de techos incompatibles que indica lo siguiente: “...*existen dos materiales incompatibles con la instalación de un sistema FV: el fibrocemento (pizarreño) presente en las cubiertas y el adobe usado como material de construcción.*” [64]. Luego, se tiene que el Censo considera las siguientes categorías por tipo de techo:

1. Tejas o tejuelas de arcilla, metálicas, de cemento, de madera, asfálticas o plásticas.
2. Losa hormigón.
3. Planchas metálicas de zinc, cobre, etc. o fibrocemento (tipo pizarreño).
4. Fonolita o plancha de fieltro embreado.
5. Paja, coirón, totora o caña.
6. Materiales precarios (lata, cartón, plástico, etc.).
7. Sin cubierta sólida del techo.
8. Material cubierta del techo ignorado.

En consideración de las indicaciones de instalación del Ministerio de Energía, se tendrá que solo las primeras dos categorías son consideradas como factibles para la instalación de techos solares. Así, en la Figura 5.1 se muestra el porcentaje de factibilidad de instalación de módulos solares en base a material del techo por vivienda. Si se considera a nivel país se tiene que solo un 32 % presenta condiciones de techumbre factibles. El detalle de materiales constructivos por región se encuentra en el Anexo B.1.

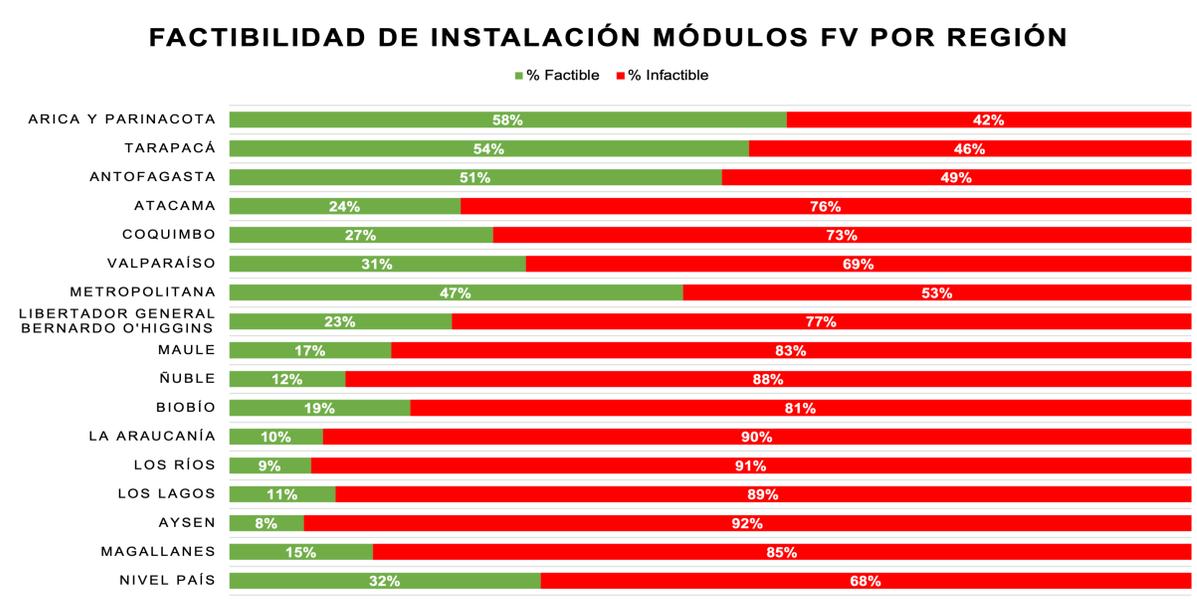


Figura 5.1: Factibilidad de instalación de módulos FV en techos de viviendas por región. Fuente: Realización propia en base a datos del Censo 2017 [63].

Una vez considerados estos datos, es posible obtener el número de viviendas residenciales en que es factible instalar sistemas fotovoltaicos. Luego, se busca determinar la potencia a instalar para estos sistemas por región. Para obtener este valor se considera la Ecuación 5.1 obtenida de la guía proporcionada por el Ministerio de Energía [64].

$$\text{Potencia máx de un sistema FV (kW)} = \frac{\text{Consumo eléctrico anual} \frac{\text{kWh}}{\text{año}}}{\text{Generación de energía fotovoltaica} \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} \cdot \text{año}}} \quad (5.1)$$

Para obtener el apartado de consumo eléctrico anual se trabaja con la base de datos contenida en la plataforma de Energía Abierta, la cual presenta información sobre el consumo eléctrico anual por comuna y tipo de cliente (residencial y no residencial). Para obtener la generación de energía fotovoltaica se trabaja con el Explorador Solar [65], plataforma que ofrece información en relación a la radiación y generación a lo largo de todo Chile. Con esta herramienta se estima la generación de un sistema FV de potencia 1 (kWp) ubicado en la capital regional para cada región de Chile. Así, se logra una estimación de la radiación a nivel regional y particularmente en sectores urbanos, que es donde se concentra la mayor parte de la población acorde al Censo 2017. Esta estimación se aplica de forma uniforme en toda la región, lo cual no es exacto ya que en diferentes sectores puede hallarse una radiación mayor o menor a la estimada, sin embargo cumple el propósito de entregar un resultado aproximado necesario para obtener la potencia del sistema fotovoltaico (FV) a considerar por región.

Tabla 5.3: Consumo mensual y anual promedio, generación anual acorde al Explorador Solar y potencia máxima a instalar por región para clientes residenciales [66].

Regiones	Consumo mensual promedio [kWh/mes]	Consumo anual promedio [kWh/año]	Generación anual ES [kWh/año]	Pot. máxima a instalar [kWp]
Arica y Parinacota	179,92	2.157	1.618	1,33
Tarapacá	194,38	2.330	1.464	1,59
Antofagasta	213,23	2.550	1.559	1,64
Atacama	160,15	1.918	1.735	1,11
Coquimbo	150,07	1.796	1.367	1,31
Valparaíso	166,09	1.984	1.299	1,53
Metropolitana	230,15	2.677	1.422	1,88
Libertador General Bernardo O'Higgins	186,18	2.211	1.454	1,52
Maule	171,25	2.038	1.374	1,48
Ñuble	159,98	1.910	1.363	1,40
Biobío	178,73	2.120	1.352	1,57
La Araucanía	174,71	2.081	1.185	1,76
Los Ríos	201,77	2.405	1.130	2,13
Los Lagos	209,89	2.501	1.014	2,47
Aysen	207,60	2.461	1.239	1,99
Magallanes	188,89	2.256	1.074	2,10
Promedio Chile	185,81	2.212	1.353	1,68

Luego, se procede a calcular el número de clientes industriales y comerciales a considerar.

Para esto, al no existir información relacionada en el Censo 2017 ya que esta herramienta se centra en el ámbito residencial, se trabaja con el número de clientes no residenciales regulados presentes en los datos publicados por la plataforma de Energía Abierta [66]. Esta base de datos incluye el consumo anual y el número de clientes para el año 2022 por comuna para todo Chile, por lo que se filtra la información de manera de obtener el consumo mensual y anual promedio además del número de clientes no residenciales. Para los propósitos de este trabajo, se entienden como clientes no residenciales regulados aquellos pertenecientes al sector industrial y comercial. Esto no es del todo preciso ya que pueden existir clientes comerciales bajo una tarifa residencial, mas al no haber información más detallada con respecto a estos sectores se hace uso de la información proporcionada por Energía Abierta [66].

Con el fin de calcular la potencia del sistema fotovoltaico a instalar se sigue el mismo procedimiento que en el caso residencial, haciendo uso del Explorador Solar para obtener información de la radiación por capital regional. En la Tabla 5.4 es posible observar los consumos mensual y anual promedio, la generación para un sistema de 1 (kWp) y la potencia máxima a instalar obtenida acorde a la Ecuación 5.1. Cabe destacar que por falta de información con relación a las condiciones constructivas de comercios e industrias se asume factibilidad en un 100 % para estos sectores, lo cual permite establecer un umbral superior en relación al potencial.

Tabla 5.4: Consumo mensual y anual promedio, generación anual acorde al Explorador Solar y potencia máxima a instalar por región para clientes no residenciales [66].

Regiones	Consumo mensual promedio [kWh/mes]	Consumo anual promedio [kWh/año]	Generación anual ES [kWh/año]	Pot. máxima a instalar [kWp]
Arica y Parinacota	4.833	57.763	1.618	35,70
Tarapacá	4.377	52.397	1.464	35,79
Antofagasta	5.464	65.305	1.559	41,89
Atacama	5.737	67.311	1.735	38,80
Coquimbo	5.020	59.599	1.367	43,60
Valparaíso	5.038	59.932	1.299	46,14
Metropolitana	4.781	59.975	1.422	42,18
Libertador General Bernardo O'Higgins	4.819	54.282	1.454	37,33
Maule	5.162	57.714	1.374	42,00
Ñuble	4.553	52.521	1.363	38,53
Biobío	3.811	45.649	1.352	33,76
La Araucanía	3.984	47.755	1.185	40,30
Los Ríos	3.584	43.026	1.130	38,08
Los Lagos	3.747	45.029	1.014	44,41
Aysen	4.559	54.578	1.239	44,05
Magallanes	6.945	81.458	1.074	75,85
Promedio Chile	4.776	56.518	1.353	42,40

De esta forma, se ha logrado establecer la potencia máxima a instalar por región en base al consumo de cada cliente tanto residencial como no residencial acorde a los lineamientos planteados por el Ministerio de Energía. Cabe destacar que el valor máximo obtenido para

cada sistema es en relación al consumo anual promedio, pero no implica que contando con el espacio y recursos económicos necesarios no se pueda instalar un sistema de mayor potencia dentro de los límites establecidos por la ley 21.118 [12]. Así, los valores obtenidos son acorde a los lineamientos provistos en la guía del Ministerio de Energía mas no representan necesariamente el valor de potencia instalada óptimo, pudiendo este ser mayor o menor al considerar variables económicas. Se destaca a su vez que la potencia máxima considerada tiene por enfoque el auto-consumo por sobre la inyección de excedentes a la red, lo cual es acorde al objetivo de ley antes mencionada.

Una vez establecidos los valores a considerar para los sistemas fotovoltaicos en relación a su potencia y habiendo ya determinado el número de clientes tanto residenciales como no residenciales se procede a obtener el valor de potencial de instalación nominal por región y a nivel país, para lo cual se multiplica el número de clientes de cada sector por la potencia del sistema obtenida por región. Estos resultados se presentan en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5: Potencial de instalación de techos solares considerando limitaciones técnicas y de recurso a nivel regional.

Regiones	Nº casas con factibilidad	Pot. residencial por región [kWp]	Nº de clientes no residenciales	Pot. no residencial por región [kWp]	Potencia total [kWp]
Arica y Parinacota	39.327	90.441	1.493	53.300	143.742
Tarapacá	49.783	79.235	2.472	88.474	167.709
Antofagasta	90.720	148.414	4.414	184.898	333.312
Atacama	29.378	32.468	2.648	102.731	135.199
Coquimbo	86.202	113.266	7.405	322.845	436.111
Valparaíso	220.366	336.513	17.790	820.779	1.157.292
Metropolitana	880.603	1.657.842	88.546	3.734.580	5.392.421
Libertador General Bernardo O'Higgins	85.637	130.239	11.684	436.198	566.437
Maule	75.238	111.577	12.096	508.087	619.664
Ñuble	25.994	36.426	4.266	164.383	200.810
Biobío	108.694	170.453	15.359	518.580	689.034
La Araucanía	40.109	70.453	9.685	390.302	460.755
Los Ríos	14.335	30.507	5.220	198.758	229.265
Los Lagos	40.459	99.807	12.167	540.305	640.113
Aysen	3.853	7.651	1.338	58.939	66.590
Magallanes	10.715	22.506	2.500	189.613	212.119
Total País	1.801.413	3.137.799	199.083	8.312.773	11.450.572

Se obtiene un valor potencial de capacidad instalada de aproximadamente 11,5 (GW) a nivel país, donde el mayor aporte proviene de la región metropolitana, que concentra un 47 % del potencial identificado. Esto es consistente con los valores presentados previamente, puesto que la región metropolitana concentra aproximadamente un 48 % del total de clientes tomando en cuenta todos los sectores de interés, esto es, residencial, comercial e industrial.

Posteriormente, considerando el consumo energético promedio anual presentados en las Tablas 5.3 y 5.4 se tiene que el uso de estos sistemas se traduciría en una generación de

energía a nivel regional anual como se presenta en la Tabla 5.6. El valor obtenido a nivel país corresponde a un 53 % de la demanda actual de clientes regulados, considerando una demanda a nivel energético de aproximadamente 29.270 (GWh) anuales. A modo de verificación del procedimiento realizado, se tiene que en el caso de considerar una factibilidad de 100 % en términos constructivos e incluyendo los departamentos en edificios se podría alcanzar un valor de generación anual de 28.385 (GWh), lo cual corresponde a un 97 % del total registrado en el anuario publicado por la CNE el año 2022 [9].

Tabla 5.6: Energía potencial anual generada en sectores residencial y no residencial a nivel regional. Fuente: Elaboración propia.

Regiones	Energía anual residencial [GWh]	Energía anual no residencial [GWh]	Energía total [GWh]
Arica y Parinacota	85	86	171
Tarapacá	116	130	246
Antofagasta	231	288	520
Atacama	56	178	235
Coquimbo	155	441	596
Valparaíso	437	1.066	1.503
Metropolitana	2.357	5.311	7.668
Libertador General Bernardo O'Higgins	189	634	824
Maule	153	698	851
Ñuble	50	224	274
Biobío	230	701	932
La Araucanía	83	463	546
Los Ríos	34	225	259
Los Lagos	101	548	649
Aysen	9	73	83
Magallanes	24	204	228
Total	4.314	11.270	15.583

Antes de proceder con el análisis económico, cabe destacar que el foco de este estudio se ha centrado en la factibilidad de instalación en base a parámetros constructivos de las viviendas, esto acorde a la metodología propuesta en un principio. Sin embargo, otro enfoque posible es aquel desde el punto de vista eléctrico de la red de distribución, compuesta por sus respectivos alimentadores y transformadores. Uno de los potenciales problemas mencionados al identificar las aplicaciones BTM, es que la red de distribución originalmente no se encuentra preparada para recibir energía, sino que está pensada para entregarla. Los flujos inversos y en general la presencia de un alto porcentaje de adopción de techos solares pueden generar diversos problemas en la red, tales como problemas térmicos en los cables de la red por sobre-corriente, tensiones fuera de su límite de seguridad y calidad, y problemas de capacidad en los transformadores [67].

Si bien el análisis desde un punto de vista eléctrico no entra dentro del alcance del presente trabajo, se tiene que el año 2021 se realizó un estudio considerando este apartado [67]. A través de este estudio se pudo concluir que la capacidad de alojamiento a nivel nacional varía en función de los alimentadores con que se trabaje entre un 10 % y un 40 % antes de que ocurran

problemas de seguridad y calidad de servicio [67]. Esto se puede apreciar en la Figura 5.2.

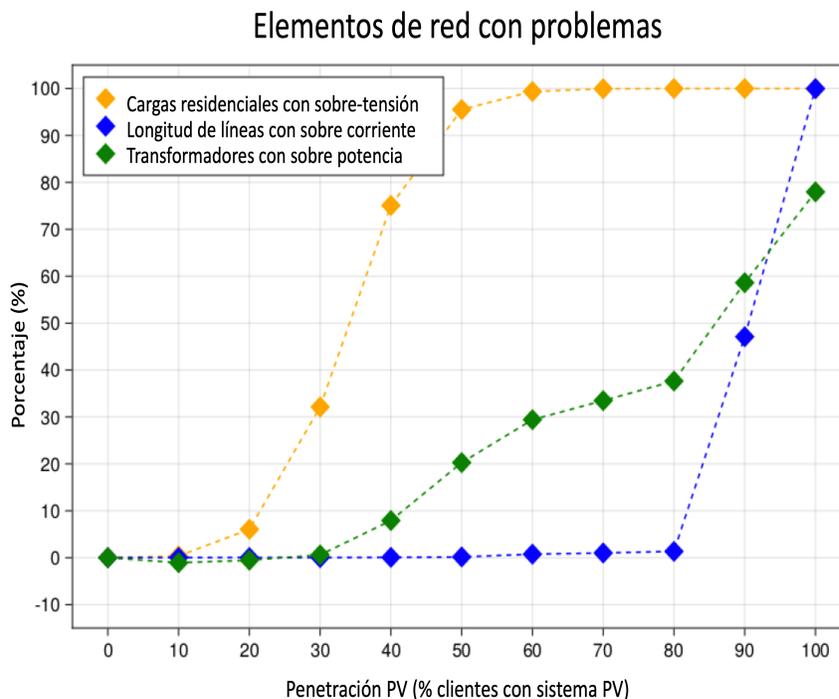


Figura 5.2: Impacto sobre la red de distribución ante distintos niveles de penetración FV tipo *net-billing*. Adaptado de [67].

Adicionalmente, este estudio pudo establecer un límite superior en relación a la capacidad de alojamiento en función de los problemas que presenta la red por medio de una modelación en que se consideró un número de alimentadores pertenecientes a la empresa de distribución SAESA y en base a los cuales se estableció una similitud de características en relación al largo y al número de clientes para el resto de alimentadores del país. Los resultados de este trabajo, presentados en la Tabla 5.7, dan cuenta de que si solo se considerasen los problemas térmicos y de voltaje, la diferencia entre el potencial identificado por el trabajo realizado por CENTRA y este documento sería de aproximadamente un 5,13%. Sin embargo, se tiene que la mayor limitante identificada son los problemas por capacidad de los transformadores, los cuales disminuyen considerablemente el potencial a instalar [67].

Tabla 5.7: Resultados de capacidad de incorporación de *net-billing* bajo distintas restricciones eléctricas [67].

Restricción	Capacidad [GW]
Problemas térmicos y de voltaje	12,07
Problemas por capacidad de transformador	6,55
Todas las restricciones	5,76

En términos de análisis técnico, resulta relevante considerar otro tema ligado a la infraestructura, en este caso no aquella constructiva y de factibilidad de las casas ni aquella ligada a la capacidad de adopción del sistema de distribución, sino la infraestructura que son los medidores inteligentes, los cuales en Chile tienen un porcentaje de instalación tan bajo que no

hay datos claros en cuanto a su número. Así, estos se erigen como una tecnología habilitante y que tiene un impacto directo en las aplicaciones BTM, otorgando una visibilidad de la red en función de su nivel de complejidad que bien pudiera dar lugar a desarrollos en beneficio tanto de los usuarios como de la red.

5.3.2. Análisis económico

Luego, es necesario analizar el ámbito económico asociado a la implementación de los activos BTM principales, correspondiente a los módulos fotovoltaicos y las baterías. Para esto se han tomado en consideración diferentes fuentes que informan precios asociados a la instalación de estos sistemas. En el caso de los proyectos de instalación en techos solares se consideraron tres fuentes de información: (1) el índice de precios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile, publicado en el marco del proyecto Nama: Energías Renovables para Autoconsumo en el año 2020, el cual considera 58 empresas en el estudio [68]. (2) Los precios entregados por el programa Casa Solar [41], el cual considera dos opciones de instalación y proporciona un subsidio. Sin embargo, los precios considerados son aquellos sin ayuda económica. (3) Se registran los valores presentados en el Explorador Solar [65], en su apartado de cálculo de ahorro, el cual considera el costo de inversión en estos sistemas. Los valores obtenidos se registran en las Tablas 5.8, 5.9 y 5.10. Cabe mencionar que el análisis económico se centrará en el sector residencial por dos motivos: (1) Resulta de mayor interés el dar cuenta de los tiempos de retorno de la inversión para clientes residenciales, ya que cuentan con menores recursos y podrían existir limitaciones mayores y (2) La información en relación a la tarifa BT1 asociada a clientes residenciales es más precisa y abundante que aquella ligada a los sectores comercial e industrial.

Tabla 5.8: Índice de precios de sistemas fotovoltaicos [68].

Índice de precios de sistemas fotovoltaicos	
Rango de potencia [kWp]	Promedio [CLP/kWp]
1 - 5	1.279.367
5 - 10	1.151.102
10 - 30	1.025.700
30 - 100	943.347

Tabla 5.9: Precios sistemas fotovoltaicos Programa Casa Solar [41].

Programa Casa Solar	
Potencia [kWp]	Costo [CLP]
1,0	2.200.000
2,0	3.300.000

Tabla 5.10: Precios sistemas fotovoltaicos acorde al Explorador Solar [65].

Explorador Solar			
Potencia [kWp]	Costo [CLP]	Potencia [kWp]	Costo [CLP]
1,0	1.300.000	1,8	2.260.000
1,1	1.420.000	1,9	2.380.000
1,2	1.540.000	2,0	2.500.000
1,3	1.660.000	2,1	2.630.000
1,4	1.780.000	2,2	2.760.000
1,5	1.900.000	2,3	2.890.000
1,6	2.020.000	2,4	3.020.000
1,7	2.140.000	2,5	3.150.000

Los valores presentados en las Tablas 5.8, 5.9 y 5.10 incluyen los costos de instalación y de la adquisición del inversor necesario para la operación. Considerando estos precios es posible determinar el costo asociado a los sistemas determinados a nivel regional y presentados en la Tabla 5.3. Para este propósito no se toman los costos proporcionados por el programa Casa Solar, puesto que tiene menor resolución. Así, se tiene un costo asociado a la adquisición de techos solares como se presenta en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11: Costo de techos solares acorde a la potencia calculada a nivel regional. Fuente: Elaboración propia en base a [65, 68].

Regiones	Explorador Solar [CLP/kWp]	Indice de precios [CLP/kWp]	Promedio [CLP/kWp]
Arica y Parinacota	1.660.000	1.705.742	1.682.871
Tarapacá	2.020.000	2.036.271	2.028.136
Antofagasta	2.140.000	2.092.985	2.116.492
Atacama	1.420.000	1.413.954	1.416.977
Coquimbo	1.660.000	1.681.042	1.670.521
Valparaíso	1.900.000	1.953.673	1.926.837
Metropolitana	2.380.000	2.408.563	2.394.281
Libertador General Bernardo O'Higgins	1.900.000	1.945.711	1.922.855
Maule	1.900.000	1.897.279	1.898.640
Ñuble	1.780.000	1.792.825	1.786.412
Biobío	2.020.000	2.006.296	2.013.148
La Araucanía	2.260.000	2.247.251	2.253.625
Los Ríos	2.630.000	2.722.570	2.676.285
Los Lagos	3.150.000	3.156.077	3.153.039
Aysen	2.500.000	2.540.791	2.520.395
Magallanes	2.630.000	2.687.172	2.658.586
Nivel País	2.121.875	2.143.013	2.132.444

Luego, se estudia el costo actual de los sistemas de almacenamiento, para lo cual se toman como referencia los costos indicados en el documento Sistemas de Almacenamiento con Energía Fotovoltaica en Chile [69, 70], publicado el año 2020 y que cuenta con una proyección para el año 2025, que es el valor que se utiliza por su mayor cercanía temporal. Estos precios consideran dos tipos de baterías: (1) de litio-ion y (2) de plomo ácido, y toman

en cuenta los costos de instalación del sistema. Los valores en dólares de Estados Unidos se presentan en la Tabla 5.12.

Tabla 5.12: Costo de baterías para el año 2018 y proyección para el año 2025 [69, 70].

Tipo de batería	Costo total [USD/kWh] 2018	Costo total [USD/kWh] 2025
Batería Litio-Ion	469	362
Batería promo-ácido	549	464

A continuación, se determina el costo de un sistema de almacenamiento tipo en pesos chilenos (CLP) considerando para el dimensionamiento de las baterías a instalar un día de autonomía, es decir, un sistema de almacenamiento con la capacidad de almacenar toda la energía generada en un día por los módulos solares. Para esto se consideraron las horas solares por región, las cuales fueron obtenidas por medio de Explorador Solar [65] y se tomó en cuenta que el estado de carga no puede ser menor a un 20 % [69]. De esta forma se obtienen los valores presentados en la Tabla 5.13.

Tabla 5.13: Valor de sistemas de almacenamiento dimensionados para un día de autonomía en CLP. Fuente: Elaboración propia en base a [69, 70].

Regiones	Litio -Ion [CLP]	Plomo-ácido [CLP]	Horas solares
Arica y Parinacota	1.706.909	2.187.861	4,32
Tarapacá	1.612.080	2.066.313	4,08
Antofagasta	1.706.909	2.187.861	4,32
Atacama	1.896.565	2.430.956	4,8
Coquimbo	1.517.252	1.944.765	3,84
Valparaíso	1.422.424	1.823.217	3,6
Metropolitana	1.517.252	1.944.765	3,84
Libertador General Bernardo O'Higgins	1.612.080	2.066.313	4,08
Maule	1.517.252	1.944.765	3,84
Ñuble	1.517.252	1.944.765	3,84
Biobío	1.422.424	1.823.217	3,6
La Araucanía	1.327.596	1.701.669	3,36
Los Ríos	1.232.767	1.580.122	3,12
Los Lagos	1.137.939	1.458.574	2,88
Aysen	1.327.596	1.701.669	3,36
Magallanes	1.137.939	1.458.574	2,88
Nivel País	1.475.765	1.891.588	3,74

Para la conversión de dólares a pesos chilenos se utiliza el valor promedio del dólar para el año 2022 según lo registrado por el Servicio de Impuestos Internos (SII) [71]. Luego, y en base a los resultados obtenidos en las Tablas 5.11 y 5.13 es posible determinar el costo asociado a un sistema FV con almacenamiento. Para este propósito se ha considerado el valor promedio de las dos fuentes de precios de los módulos fotovoltaicos y el uso de baterías del tipo Ion-Litio. Los resultados se presentan en la Tabla 5.14.

Tabla 5.14: Costo sistema FV + BESS. Fuente: Elaboración propia.

Regiones	Costo sistema FV + BESS [CLP]
Arica y Parinacota	3.389.780
Tarapacá	3.640.216
Antofagasta	3.823.401
Atacama	3.313.542
Coquimbo	3.187.773
Valparaíso	3.349.260
Metropolitana	3.911.533
Libertador General Bernardo O'Higgins	3.534.936
Maule	3.415.892
Ñuble	3.303.664
Biobío	3.435.572
La Araucanía	3.581.221
Los Ríos	3.909.052
Los Lagos	4.290.978
Aysen	3.847.991
Magallanes	3.796.525
Nivel País	3.608.208

Considerando los valores obtenidos previamente, se busca determinar el plazo en años del retorno de la inversión. Para obtener un plazo aproximado se asumirá un ahorro equivalente al total de la cuenta de consumo eléctrico, esto tomando en cuenta que el sistema fotovoltaico fue dimensionado para cubrir el consumo anual. Así, nuevamente se recurre a la plataforma de Energía Abierta [66], que registra las cuentas tipo mensuales a nivel comunal y considerando rangos de consumo. Se obtiene un valor de consumo mensual a nivel regional en base al consumo promedio establecido en la Tabla 5.3 y con esto se obtiene el costo en CLP de la energía por región. Esto se presenta en la Tabla 5.15.

Tabla 5.15: Cuenta tipo y costo de la energía a nivel regional [66].

Regiones	Cuenta tipo [CLP/kWh mes]	Costo de la energía [CLP/kWh]
Arica y Parinacota	23.454	130,36
Tarapacá	23.074	118,70
Antofagasta	20.848	97,77
Atacama	22.720	141,86
Coquimbo	24.574	163,75
Valparaíso	24.495	147,48
Metropolitana	19.919	86,55
Libertador General Bernardo O'Higgins	21.955	117,92
Maule	23.598	137,80
Ñuble	24.647	154,06
Biobío	24.329	136,12
La Araucanía	24.619	140,92
Los Ríos	24.855	123,18
Los Lagos	24.842	118,36
Aysen	24.855	119,72
Magallanes	22.046	116,71
Nivel País	23.427	128,20

Finalmente, tomando los valores obtenidos para el costo de la energía y considerando un consumo anual como el presentado en la Tabla 5.3 es posible calcular un ahorro anual estimado equivalente al costo del consumo eléctrico en el mismo periodo según la cuenta tipo mensual calculada por región. Cabe destacar que esta suposición no considera otros posibles beneficios económicos que se desprenden del uso de las baterías, como lo puede ser aquellos ligados al arbitraje, con lo que los periodos de retorno de inversión en el caso con baterías pudieran ser menores.

Los resultados presentados en la Tabla 5.16 dan cuenta que el periodo de retorno de la inversión (PRI) considerando baterías es muy alto si no se suman al ahorro anual otros beneficios que pudieran desprenderse del arbitraje de energía, la participación en servicios complementarios u otros mecanismos de flexibilidad de demanda. Al considerar una vida útil de las baterías de 10 años, se tiene que a nivel país los precios deben evolucionar para que al menos este retorno de inversión se reduzca en aproximadamente tres años. Por otro lado, el caso con módulos solares únicamente presenta valores más bajos en relación a su vida útil de 25 años. La Ecuación 5.2 fue utilizada para calcular el PRI [72].

$$\text{PRI} = \frac{\text{Inversión}}{\text{Ahorro anual}} \quad (5.2)$$

Tabla 5.16: Retorno de la inversión a nivel residencial. Fuente: Elaboración propia.

Regiones	Ahorro anual	Solo FV [años]	FV + BESS [años]
Arica y Parinacota	281.452	6,1	12,0
Tarapacá	276.888	7,4	13,1
Antofagasta	250.180	8,6	15,3
Atacama	272.636	5,2	12,2
Coquimbo	294.883	5,7	10,8
Valparaíso	293.944	6,6	11,4
Metropolitana	239.033	10,1	16,4
Libertador General Bernardo O'Higgins	263.457	7,4	13,4
Maule	283.182	6,7	12,1
Ñuble	295.767	6,1	11,2
Biobío	291.943	6,9	11,8
La Araucanía	295.424	7,7	12,1
Los Ríos	298.260	9,1	13,1
Los Lagos	298.105	10,6	14,4
Aysen	298.260	8,5	12,9
Magallanes	264.552	10,2	14,4
Nivel País	281.123	7,7	12,9

5.3.3. Análisis de mercado

En esta sección se analiza la implementación de políticas y los límites en términos de regulación acorde a lo planteado en la metodología y que constituyen elementos habilitantes para el desarrollo presente y futuro de las aplicaciones BTM. Así, se parte de la base identificada en cuanto a desafíos en el Capítulo 3 para determinar el potencial actual de las aplicaciones BTM en Chile y qué es necesario que ocurra para que aquellas aplicaciones que hoy en día no son viables lo sean en el futuro. Para esto, se tienen las siguientes regulaciones vigentes de interés en Chile:

- **Ley de Generación Distribuida (21.118) [12]:**

Esta ley regula el pago de las tarifas eléctricas residenciales. Sus efectos en el sector eléctrico chileno ya fueron discutidos en el Capítulo 3, por lo que en este apartado solo se mencionarán ciertos aspectos más técnicos.

En primer lugar, se tiene que esta ley establece que “*Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes*”, esto con una capacidad instalada de hasta 300 (kWp) por inmueble.

En segundo lugar, la ley permite el pago de excedentes (esto es, aquella energía que no fue auto-consumida) bajo ciertas condiciones [73]: (1) Clientes residenciales cuya potencia conectada no supere los 20 (kW); (2) Personas jurídicas sin fines de lucro cuya potencia conectada no supere los 50 (kW); (3) Otros clientes que demuestren que sus sistema fue originalmente diseñado para el auto-consumo.

Así, queda claro que la condición para el pago de excedentes es “*Que el equipamiento de generación eléctrica haya sido dimensionado para que, en condiciones normales de funcionamiento y en una base de tiempo anual, sus inyecciones de energía no produzcan remanentes que no puedan ser descontados de las facturaciones del o los inmuebles o instalaciones a los que éste se encuentre asociado*”, lo que da cuenta de la intención final de la ley, que es el auto-consumo y no la inyección a la red.

Cabe destacar que esta ley no hace mención alguna a sistemas de almacenamiento, los cuales quedan excluidos bajo el enfoque del auto-consumo.

- **Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional [74]:**

Este reglamento establece las condiciones de coordinación y operación del sistema eléctrico, además de deberes y responsabilidades tanto del Coordinador Eléctrico Nacional como de los coordinados. Dentro de las definiciones que considera, se tienen tres categorías de almacenamiento, la que resulta de interés para este trabajo es aquella que define un Sistema de Almacenamiento de Energía de la siguiente forma: “*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*”.

Esta definición podría aplicar para baterías residenciales, necesarias para el desarrollo de casi la totalidad de las aplicaciones BTM identificadas en este trabajo. Sin embargo, se tiene en el Capítulo 6, artículo 90 del reglamento que “*Los Sistemas de Almacenamiento de Energía interconectados al sistema eléctrico podrán destinarse a la prestación de Servicios Complementarios, incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía*”. En este apartado, no se menciona el sistema de distribución, lo que da cuenta de que el reglamento publicado en 2019 no está considerando dentro de la operación del sistema los sistemas de almacenamiento ubicados en los sectores residencial, comercial e industrial.

- **Reglamento de Servicios Complementarios [75]:**

Como se pudo ver en el Capítulo 3, al identificar las aplicaciones BTM se observó que algunas de ellas benefician al sistema y hoy en día son llevadas a cabo por centrales de mayor capacidad. Además, hay otras como la flexibilidad de demanda y arbitraje que guardan relación directamente con incremento o reducciones de la demanda por parte de usuarios finales.

Esto es de interés puesto que en este reglamento se hace mención directamente a la participación de usuarios finales en los servicios complementarios en el Título V, Capítulo I, donde se establece que “*Los Servicios Complementarios relacionados con incrementos o reducciones de demanda eléctrica de Usuarios Finales medidos desde su punto de conexión al sistema eléctrico, podrán prestarse por los mismos Consumidores Finales, individual o agrupadamente. La agrupación de los Consumidores Finales podrá ser realizada por un tercero*”. Así, se da cuenta de tres aspectos relevantes: (1) Los usuarios finales pueden prestar servicios complementarios; (2) Estos servicios pueden prestarse forma agrupada; (3) Dicha agrupación puede ser llevada a cabo por un tercero, sin embargo, no se especifica a qué figura corresponde este tercero, el cual podría tratarse eventualmente de un agregador de demanda como existe en otros países.

Se tiene además en el mismo capítulo que la responsabilidad por la prestación de los servicios complementarios comprometidos será exclusivamente de los usuarios finales, lo cual es destacable puesto que de ser prestados estos servicios por medio de un tercero, como lo puede ser un agregador de demanda, deben establecerse claramente las condiciones de prioridad y deben otorgarse informaciones precisas en términos de las posibles consecuencias de no cumplimiento.

Se establece además que “*Los Sistemas de Almacenamiento de Energía estarán habilitados para prestar Servicios Complementarios, mediante sus recursos técnicos tales como inyecciones y retiros de energía del sistema, a través de los distintos mecanismos de materialización que se definan en el Informe SSCC*”, con lo que se abre la posibilidad de desarrollar la totalidad de las aplicaciones BTM. Sin embargo, los clientes finales no son considerados en el Informe de Servicios Complementarios (SSCC).

Se tiene que “*En el caso que los Sistemas de Almacenamiento de Energía presten servicios materializados mediante subastas o licitaciones de SSCC, el Coordinador deberá resguardar y establecer la compatibilidad entre la prestación de Servicios Complementarios con servicios de distinta naturaleza, como el arbitraje de precios de energía, que el titular del Sistema de Almacenamiento de Energía esté habilitado para realizar según la normativa vigente*”. Con este párrafo, se establece la posibilidad de realizar arbitraje conjuntamente con la prestación de otros servicios complementarios.

En definitiva, se reconoce la participación de los usuarios finales en el reglamento, mas esto no se traduce en ninguna aplicación real ya que actualmente no existe procedimiento alguno por medio del cual los clientes residenciales, comerciales o industriales dentro del alcance de esta memoria puedan efectivamente participar de este mercado por medio de aplicaciones BTM.

- **Proyecto de ley “Portabilidad Eléctrica” [47]:**

Dentro de la legislación en progreso, se tiene lo revisado en la sección 3.3.1, donde se habló del proyecto de ley de portabilidad eléctrica, el cual podría introducir el concepto de Comercializador y Gestor de la información.

De este análisis se desprende que si bien en Chile se están realizando avances en términos legislativos, la realidad actual refleja que desde el punto de vista de la regulación no se tienen las condiciones para la participación de los clientes regulados en el mercado eléctrico más allá de los límites establecidos por la Ley de Generación Distribuida. Existen menciones a la posibilidad de la participación, lo que abre una puerta a la posibilidad de desarrollos futuros [51], mas no se tienen normativas y reglamentos concretos que den paso a desarrollos a día de hoy.

Es importante destacar en este ámbito que la legislación chilena a día de hoy se está comenzando a hacer responsable de los avances de mercado, como puede ser la llegada de BESS a proyectos ya construidos o futuros en la escala de los PMG, PMGD y *utility*. El concepto de almacenamiento en muchos casos no se encontraba siquiera definido, mas ante la inminente llegada de proyectos que buscan incorporar estas tecnologías se aceleran los marcos bajo los cuales poder llevarlos a cabo.

De esta forma, hay dos puntos centrales a destacar. En primer lugar se tiene que del total de aplicaciones BTM identificadas (8), un 50 % no podría llevarse a cabo puesto que se tra-

ducen en servicios complementarios, los cuales no tienen cabida en la legislación vigente y no hay indicios de que lo tengan en un futuro cercano, ya que no existen los actores de mercado, los reglamentos ni las normativas necesarias para que esto ocurra. En segundo lugar, se tiene que del restante 50 %, solo una de las aplicaciones puede llevarse a cabo de forma plena ya que no requiere del uso de sistemas de almacenamiento y queda completamente amparada por la ley 21.118 [12], esto es, la aplicación del auto-consumo.

Un último elemento que resulta relevante mencionar es la regulación en términos tarifarios. Esto ya que uno de los elementos principales identificados como desafíos en el Capítulo 3 es justamente el que en Chile se hace uso actualmente de tarifas volumétricas invariantes en el tiempo [17], esto es, una tarifa que no cambia según el momento del día y por lo tanto no tiene la virtud de dar señales de precio en función del estado del sistema en un momento determinado, en este sentido, el proyecto de ley de portabilidad eléctrica podría abrir posibilidades a nuevos esquemas tarifarios al incorporar nuevos actores de mercado, mas la discusión para esta ley se encuentra estancada y no hay claridades en cuanto a los efectos que esta pueda tener. Con esto, se tiene que uno de los posibles incentivos para las aplicaciones BTM se encuentra inactivo dada la demora en llegar a acuerdos, normativas y regulación en Chile.

5.3.4. Resultados

En el presente capítulo se ha presentado el análisis técnico, de recurso, económico y de mercado acorde a lo planteado en la metodología de este trabajo. A continuación se presentan las conclusiones obtenidas de cada análisis:

1. **Análisis de recurso:** Se estudia el recurso solar por ser aquel que permite el uso de módulos fotovoltaicos en los techos de los sectores de interés para este trabajo. Se considera un valor de generación por capital regional para un sistema de 1 (kWp) por medio del Explorador Solar y se toma un valor para las horas solares correspondientes a cada región.
2. **Análisis técnico:** En términos técnicos, se presentan tres ejes, de los cuales el primero fue el que se desarrolló en profundidad.
 - Factibilidad constructiva: Se analiza información obtenida del Censo realizado en 2017 y una guía de instalación provista por el Ministerio de Energía para determinar la factibilidad de instalación a nivel residencial en base al material constructivo de los techos de los hogares en Chile con una resolución regional y llegando a un valor de 32 % a nivel país. No se considera la calidad constructiva de los sectores comercial e industrial por falta de información con relación a los mismos.

Para el dimensionamiento de los sistemas considerados se calcula el consumo anual por región en base a información de Energía Abierta para todos los sectores de interés, con lo cual es posible determinar un potencial de 11,5 (GW) a nivel país considerando solo restricciones constructivas para el sector residencial y con sistemas abasteciendo la demanda anual. Esta capacidad instalada podría abastecer un 53 % de la demanda energética de consumidores regulados en Chile.
 - Factibilidad eléctrica: Acorde a un estudio realizado en [67], se tiene que a nivel de distribución en Chile los alimentadores cuentan con una capacidad de alojamiento de

entre un 10 % y un 40 %, con lo que considerando como restricciones los problemas térmicos, de voltaje y de capacidad de los transformadores se tendría que a día de hoy el sistema de distribución puede alojar como máximo aproximadamente 6 (GW).

- Factibilidad de medición: Actualmente en Chile no se tiene claridad en cuanto al número de medidores inteligentes en Chile, pero se estima que hay alrededor de 500.000 instalados, lo que correspondería aproximadamente a un 8 % a nivel país solo considerando clientes residenciales.

3. **Análisis económico:** Se consideran los precios de sistemas fotovoltaicos provistos por tres fuentes y costos de baterías. Acorde al dimensionamiento calculado previamente se obtiene un valor estimado por región para la instalación de techos solares a nivel residencial. Se comparan los potenciales ahorros considerando el costo de la energía y se determina el PRI, el cual para sistemas fotovoltaicos resultó ser de 7,7 años, lo cual es positivo considerando su vida útil de 25 años. Mientras que para un sistema FV + BESS se obtiene un PRI de 12,9 años, lo cual es negativo considerando una vida útil para los sistemas BESS de 10 años.
4. **Análisis de mercado:** Para el análisis de mercado se estudian las leyes y reglamentos más relevantes para el tema en estudio, de lo cual se desprende la ausencia de legislación relacionada a las aplicaciones BTM más allá del auto-consumo amparado bajo la ley 21.118. Se puede determinar que no existe un marco para llevar a cabo aquellas aplicaciones que benefician al sistema, y que de las aplicaciones de usuario final solo el auto-consumo puede realizarse de forma completa.

Dadas las conclusiones presentadas, y considerando la codificación de colores presentada en la Tabla 4.3, y la estructura de resultados dada por medio de la Tabla 4.2, ambas planteadas en la metodología, se tiene que el potencial por eje analizado y para cada una de las aplicaciones identificadas en etapas previas se consolida en la Tabla 5.17.

Tabla 5.17: Resultado etapa 3.

Aplicación BTM	Recurso	Técnicas	Económicas	Normativa
Reserva en giro	Verde	Rojo	Amarillo	Rojo
Regulación de tensión	Verde	Rojo	Amarillo	Rojo
Regulación de frecuencia	Verde	Rojo	Amarillo	Rojo
Retraso de refuerzos	Verde	Amarillo	Amarillo	Rojo
Flexibilidad de la demanda	Verde	Amarillo	Amarillo	Rojo
Auto-consumo	Verde	Verde	Verde	Verde
Arbitraje	Verde	Verde	Amarillo	Amarillo
Confiabilidad de servicio	Verde	Verde	Amarillo	Verde

5.4. Etapa 4: Selección de aplicaciones BTM

En esta etapa se realiza una selección de aplicaciones bajo tres criterios descritos en detalle en la metodología propuesta. Los resultados del ranking realizado bajo el primer criterio se muestran en la Tabla 5.18, donde el auto-consumo se instala en primer puesto al ser una aplicación que cuenta actualmente en Chile con un marco normativo que la apoya y considera casos de uso y un crecimiento futuro. Luego, la confiabilidad de servicio se ubica en segundo lugar. Esto considerando que si bien los sistemas con baterías en Chile son todavía escasos, el solo hecho de contar con techos solares permite hacer frente a casos de interrupción de servicio al menos durante las horas solares. En tercer puesto se ubica el arbitraje, considerando que si bien dada la tarificación en Chile no puede llevarse a cabo de forma plena, puede operarse un sistema con baterías de tal modo que exista un aprovechamiento del esquema de precios ofrecido por la ley 21.118. Luego en cuarta posición se tiene la flexibilidad de la demanda, que similarmente al arbitraje, no puede aprovecharse plenamente a día de hoy debido a la tarificación chilena. El retraso en refuerzos se queda con el quinto lugar considerando su relación con el auto-consumo, el cual como se mencionó previamente es una aplicación en uso.

Los últimos tres puestos cuentan con el mismo puntaje, mas fueron ordenados de igual manera considerando su posibilidad de realización en un futuro cercano. La reserva en giro y la regulación de frecuencia se plantean como las siguientes aplicaciones con mayor posibilidad en este apartado considerando la literatura estudiada y la experiencia internacional, mientras que la regulación de tensión se ve más lejana en términos de factibilidad.

Tabla 5.18: Resultados selección: criterio ranking.

Aplicación BTM	Puntaje total	Puntaje promedio	Ranking
Reserva en giro	3	0,75	6
Regulación de tensión	3	0,75	7
Regulación de frecuencia	3	0,75	8
Retraso de refuerzos	4	1	5
Flexibilidad de la demanda	4	1	4
Auto-consumo	8	2	1
Arbitraje	6	1,5	3
Confiabilidad de servicio	7	1,75	2

El criterio por ámbito considera dos categorías para las aplicaciones identificadas [13]. Las aplicaciones de usuario final son aquellas que reportan un beneficio y actúan directamente sobre el comportamiento del usuario final o consumo. Luego, las aplicaciones sistémicas son aquellas cuyos efectos son de dos tipos sobre el sistema eléctrico: (1) Generales, como lo pueden ser aquellas que se relacionan con la frecuencia del sistema; (2) Localizadas, como los efectos ligados a la tensión y a la infraestructura. Los resultados bajo el criterio de ámbito se presentan en la Tabla 5.19.

Tabla 5.19: Resultados selección: criterio ámbito.

Aplicación BTM	Ámbito	
	De usuario final	Sistémicas
Reserva en giro	-	X
Regulación de tensión	-	X
Regulación de frecuencia	-	X
Retraso de refuerzos	-	X
Flexibilidad de la demanda	X	-
Auto-consumo	X	-
Arbitraje	X	-
Confiabilidad de servicio	X	-

El tercer criterio de novedad considera el tiempo que las aplicaciones llevan en uso, en caso de estar en uso actualmente [36]. Así es como se tiene que ciertas aplicaciones se categorizan como nuevas, tales como el auto-consumo a través de los techos solares, la confiabilidad de servicio indirectamente por medio del auto-consumo y la flexibilidad de demanda por medio de programas como el implementado por Enel y mencionado en el Capítulo 3. Por otro lado, existen otras aplicaciones que se prevé podrían ser aplicadas en un futuro. Los resultados bajo el criterio de novedad se presentan en la Tabla 5.20.

Tabla 5.20: Resultados selección: criterio novedad

Aplicación BTM	Clasificación
Reserva en giro	Futurista
Regulación de tensión	Futurista
Regulación de frecuencia	Futurista
Retraso de refuerzos	Futurista
Flexibilidad de la demanda	Nuevo
Auto-consumo	Nuevo
Arbitraje	Futurista
Confiabilidad de servicio	Nuevo

En base a los resultados obtenidos se tiene que por el criterio de ranking las cuatro aplicaciones mejor evaluadas son aquellas que por el criterio de ámbito corresponden a aplicaciones de usuario final, mientras que tres de cuatro de estas aplicaciones son las únicas calificadas como nuevas bajo el criterio de novedad. Considerando esto, se decide dejar fuera el auto-consumo, al ser esta una aplicación cada vez más extendida y que ya cuenta con elementos que la respaldan bajo criterios técnicos, económicos y normativos. Luego, se selecciona la aplicación de confiabilidad de servicio.

Para diversificar el tipo de aplicaciones se toma la siguiente aplicación mejor evaluada en el ranking que no pertenezca a la categoría de usuario final. La segunda aplicación seleccionada es entonces la de retraso de refuerzos, que se ubica en el quinto lugar del ranking y pertenece a las aplicaciones de ámbito local y futurista. Así, las aplicaciones seleccionadas son las siguientes: (1) Confiabilidad de servicio, segunda en el ranking, de usuario final y calificada como aplicación nueva; (2) Retraso de refuerzos, quinta en el ranking, sistémica y calificada como futurista.

5.5. Etapa 5: Simulación

Para esta etapa se considera la simulación de las aplicaciones seleccionadas en la etapa previa, de tal forma de demostrar su potencial para el caso chileno por medio de resultados cuantitativos. En este trabajo se considera el uso de dos *software* conocidos en la industria eléctrica como lo son *Homer Pro* y *OpenDSS*.

5.5.1. Confiabilidad de servicio

La aplicación BTM de confiabilidad de servicio guarda relación con las interrupciones en el suministro de servicio eléctrico que ocurren en Chile. Estas interrupciones pueden evaluarse bajo dos parámetros principales dados por el SAIDI y el SAIFI, que hacen referencia a las horas sin suministro eléctrico y a la frecuencia de fallas respectivamente. Luego, el caso de estudio a simular considera el uso de activos BTM como lo son los paneles fotovoltaicos, las baterías y los inversores con el fin de hacer frente a las interrupciones. Así, no se trata de un caso de auto-consumo únicamente, puesto que el dimensionamiento y el uso de los activos está enfocado en hacer frente a interrupciones de servicio de distinto tipo, no a suplir la demanda bajo una operación normal. De esta forma, bajo diferentes fallas del sistema en términos de duración de las mismas, se consideran distintos dimensionamientos para los equipos relevantes. Se busca entonces determinar si efectivamente el potencial antes determinado para esta aplicación se condice con casos de fallas en Chile. Para lograr esto se propone la simulación bajo los siguientes pasos:

1. Se selecciona el emplazamiento de acuerdo a los índices SAIDI y SAIFI, filtrando por localidades que presenten los peores valores de estos indicadores. Luego se obtiene la información de las tarifas eléctricas vigentes y valor de energía inyectada asociadas a dichas localidades. Estos valores se obtienen mensualmente por medio de los pliegos tarifarios publicados desde enero a diciembre durante el año 2023.
2. Luego, se define la demanda eléctrica de una vivienda representativa del sector, que se obtiene realizando aproximaciones de estudios llevados a cabo por el Ministerio de Energía [76].
3. Se diseña una configuración con paneles fotovoltaicos, baterías e inversor, la cual se implementa en las simulaciones a realizar.
4. Una vez obtenida esta información para cada emplazamiento, se proceden a realizar simulaciones por medio del software *Homer Pro*, en las cuales se obtiene el comportamiento de la red residencial frente a cortes del suministro. Se varía la duración de estos, la frecuencia con que suceden y el momento en que ocurren estos cortes. Para así dar cuenta del funcionamiento técnico de la red residencial frente a estas contingencias.
5. Al realizar las simulaciones, también se obtienen datos económicos, en los cuales se encuentra la inversión que se debe realizar para implementar la red residencial, y los costos de operación de esta, el cual considera la tarifa eléctrica que se debe pagar, o lo que se gana por inyección de energía.
6. Se realiza un análisis económico mediante flujos de caja, en los cuales se considera el dinero ahorrado al no tener que pagar por el suministro eléctrico, el costo de las fallas, un préstamo para poder pagar la inversión, y los datos mencionados en el punto anterior.

Se realizan distintos análisis de sensibilidad para estudiar el comportamiento frente a diversos escenarios.

- Finalmente, se realiza un análisis general para obtener conclusiones acerca de los resultados alcanzados y decidir qué es económicamente más rentable; el estado actual o el implementar la aplicación BTM.

5.5.1.1. Paso 1: Determinación de emplazamiento

El SAIDI en las distintas regiones del país se puede observar en la Figura 5.3. Es claro que la región más afectada por las interrupciones de servicio es la Región de la Araucanía. Esto tiene sentido puesto que al tratarse de una región al sur de Chile se ve afectada por los embates climáticos típicos de la zona, como lo pueden ser fuertes lluvias, vientos, nevazones, entre otros. Estos eventos climáticos y el hecho de que la densidad de población es mucho menor que en otros sectores, propician un mayor tiempo de interrupción de servicio a lo largo del año.

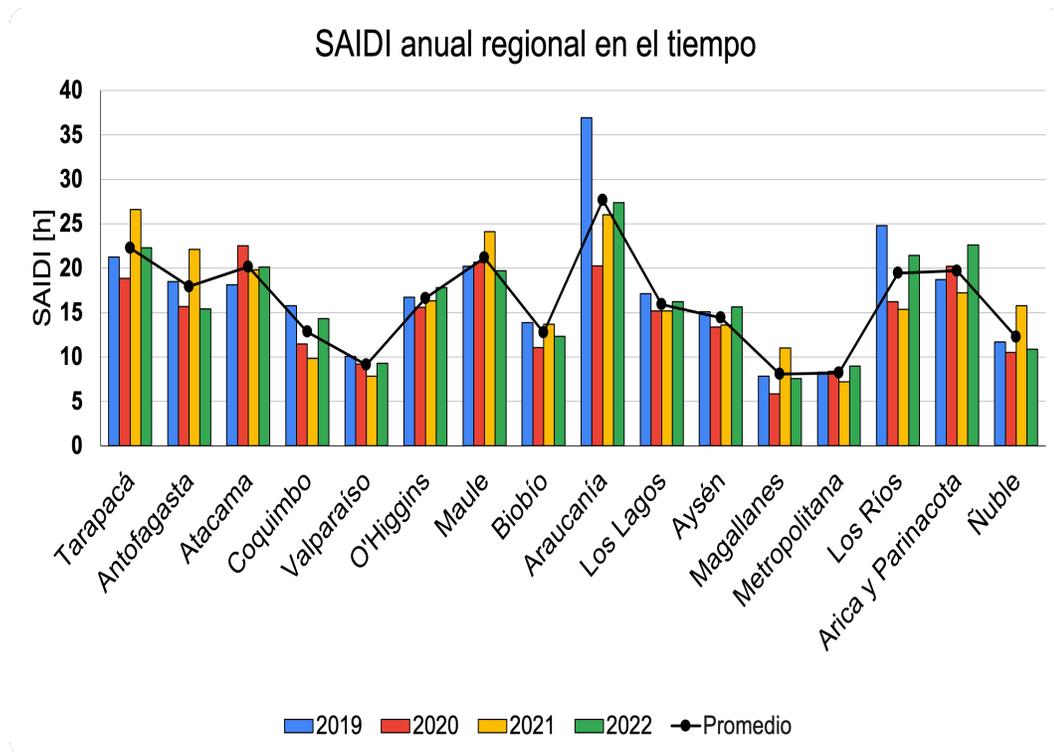


Figura 5.3: SAIDI anual regional en el tiempo. Fuente: Elaboración propia en base a datos de Energía Abierta.

Luego, se selecciona la localidad de Melipeuco para el estudio, ya que esta cumple con las características requeridas. La empresa de distribución a cargo del suministro de esta comuna es Frontel, parte del grupo SAESA. Considerando esto, se estudia el SAIFI para la comuna en cuestión [77]. Los resultados de esto pueden verse en la Figura 5.4. En ella se observa que el total de interrupciones reportado por la empresa de distribución ha disminuido en el tiempo y en los últimos tres años se ha estancado en aproximadamente seis interrupciones al año por cliente. Considerando los últimos cinco años reportados, se tiene una interrupción de servicio de 8,76 veces por cliente. Esto es, aproximadamente nueve interrupciones anuales.

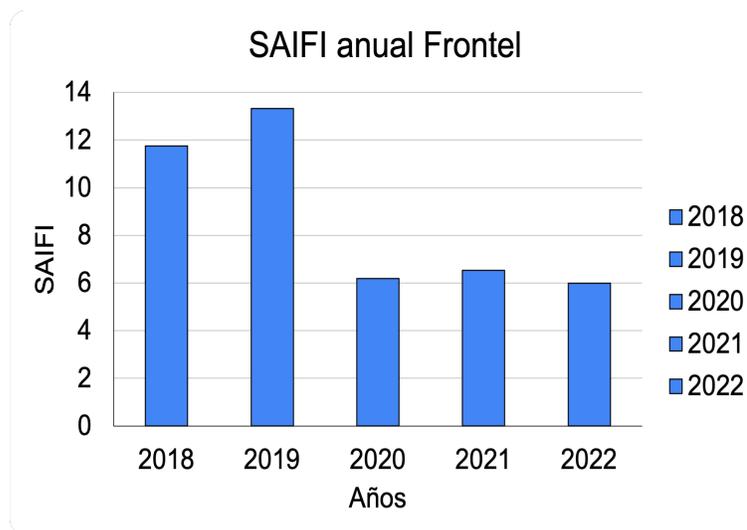


Figura 5.4: SAIFI anual reportado por la empresa de distribución Frontel. Fuente: Elaboración propia en base a datos de [77].

La localidad de Melipeuco cuenta con un índice de SAIDI superior al regional. Esto se puede observar en la Figura 5.5, la cual muestra el SAIDI mensual promedio considerando información para desde el 2018 hasta el 2022. Luego, sumando estos valores promedio para obtener un total anual se llega a un valor de 71,9 horas sin suministro eléctrico. Tomando en cuenta la frecuencia de interrupciones de servicio entregada por Frontel se puede concluir que cada falla tiene una duración aproximada de ocho horas.

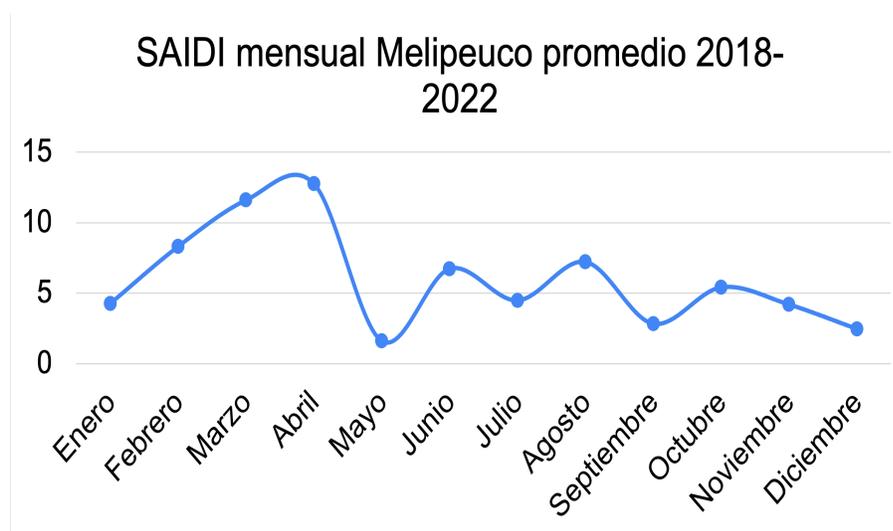


Figura 5.5: SAIDI mensual promedio 2018-2022 para la comuna de Melipeuco. Fuente: Elaboración propia en base a datos de Energía Abierta.

Los valores de las tarifas eléctricas vigentes y el valor de energía inyectada asociadas a la comuna de Melipeuco se presentan en la Tabla B.3.

5.5.1.2. Paso 2: Demanda representativa

En base a los estudios realizados por el Ministerio de Energía es posible obtener un valor de consumo anual en función de los aparatos eléctricos más relevantes del hogar [76]. En

la Tabla 5.21 se puede ver el consumo de cada aparato y el total obtenido. Para el caso particular de la comuna de Melipeuco no se consideran el ACS (agua caliente sanitaria) ni la calefacción. Esto debido a que el primero se obtiene principalmente por gas y el segundo por medio de estufas a leña en invierno. No se considera el uso de aire acondicionado en verano. Así, se obtiene una demanda total para Melipeuco de 2.704 (kWh) anuales, los cuales se aproximarán en 3.000 (kWh) considerando otros elementos no registrados en la Tabla 5.21.

Tabla 5.21: Consumo anual por ítem en una vivienda típica en Chile. Adaptado de [76].

Ítem	Consumo anual [kWh]
Cocción de alimentos (no considera horno)	284
Horno	71
ACS (ducha)	1.328
Lavado de loza	200
Hervidor eléctrico	83
Microondas	21
Lavado de ropa	46
Secado	129
Iluminación	350
Refrigeración de alimentos	443
Calefacción	4.051
TV, computadores	388
Otros	689
Total	8.083

5.5.1.3. Paso 3: Red a implementar

Una vez obtenida la demanda y la localidad, se diseña una red residencial que incorpora los activos BTM necesarios. El esquema de la red diseñada se muestra en la Figura 5.6, la cual considera módulos fotovoltaicos, baterías y un inversor. Se incorpora un medidor inteligente que sea capaz de separar la medición por inyección y consumo y se considera la posibilidad de operación con conexión a la red o en isla, esto es, de forma independiente al sistema eléctrico.

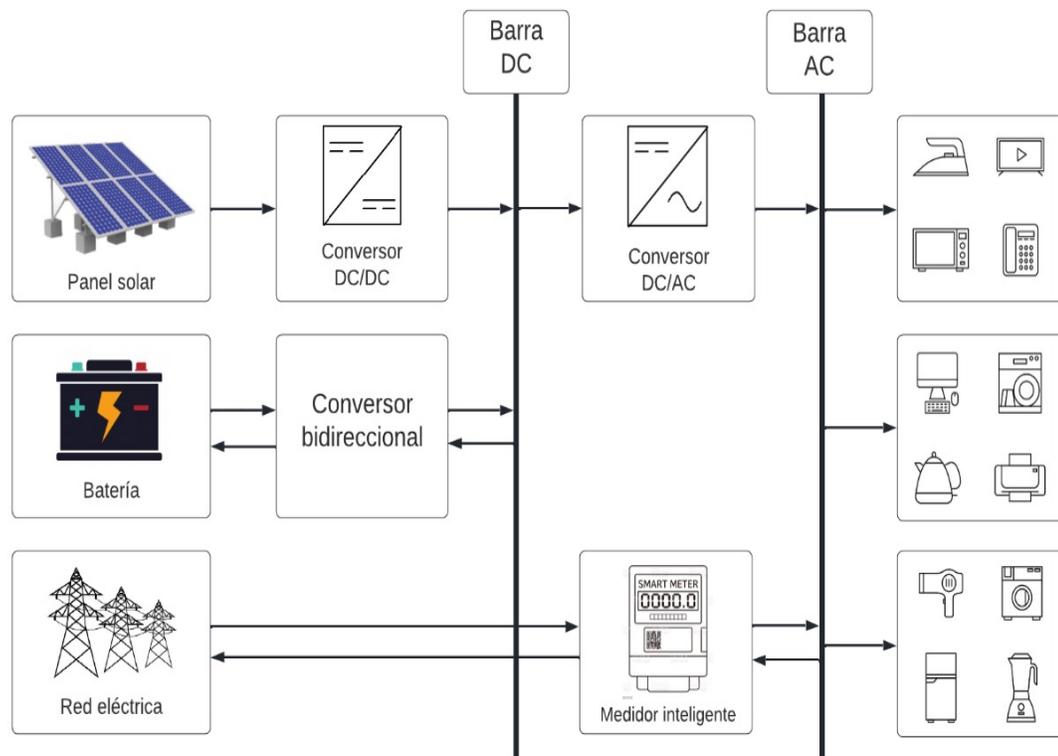


Figura 5.6: Diagrama de bloques de la red propuesta, con posibilidad de operar en modo isla o conectada a la red. Fuente: Elaboración propia.

El esquema de red se simula en *Homer Pro*, el cual considera parámetros económicos tales como el costo de los equipos incorporados. Este costo se presenta en la Tabla 5.22, donde se puede observar el valor correspondiente a cada equipo relevante en función de una capacidad asociada.

Tabla 5.22: Costos unitario de equipos. Fuente: *Homer Pro*.

Equipo	Capacidad	Precio unitario [CLP]
Panel fotovoltaico	0,45 [kW]	\$200.000
Batería	1,0 [kWh]	\$124.000
Convertor DC/AC	1,0 [kW]	\$125.000

5.5.1.4. Paso 4: Casos de estudio

Se consideran cuatro casos de simulación para la localidad seleccionada. Estos cuatro casos se construyen de tal forma de variar el número de fallas en un año completando las horas sin suministro reportadas en el SAIDI para la comuna, esto es, 72 horas aproximadamente. Así, el caso denominado “realidad reportada” considera una frecuencia de fallas de nueve eventos al año acorde al SAIFI reportado, lo cual es equivalente a decir que cada falla tiene una duración de 8 horas. Este caso se corresponde con las informaciones recopiladas de fuentes oficiales.

Además del caso “realidad reportada”, se consideran tres casos adicionales cuya utilidad radica en evaluar distintos tipos de falla. Se consideran casos con fallas de menor duración

como el caso de fallas de cuatro horas y casos de mayor extensión, como el caso de 36 horas. Cabe destacar que las fallas de corta duración en la normativa se entienden como fallas de hasta 24 horas, sin embargo, se tiene conocimiento de que en esta comuna suelen suceder interrupciones de esta extensión, por lo que se decide evaluarlo. Esto se resume en la Figura 5.7.

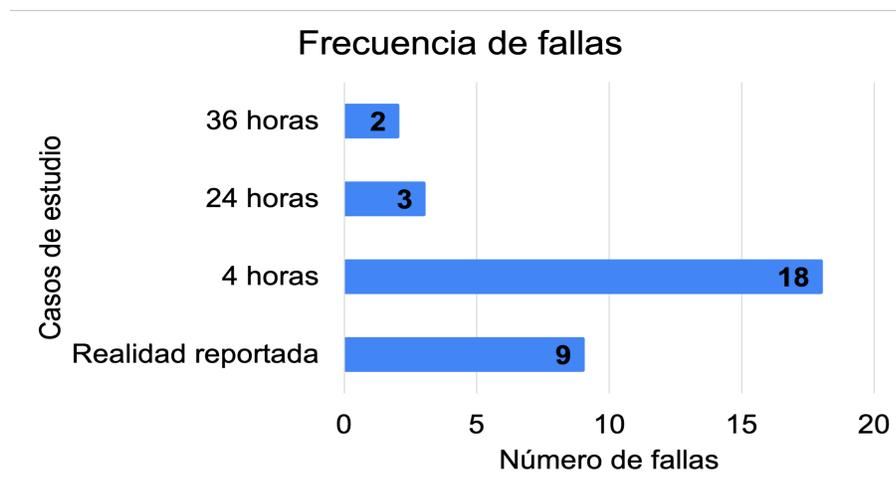


Figura 5.7: Casos de estudio a considerar con diferentes duraciones y frecuencia de fallas. Fuente: Elaboración propia.

5.5.1.5. Paso 5: Dimensionamiento por caso

Como cada una de las interrupciones de servicio consideradas son diferentes en frecuencia y duración, se tiene que un mismo sistema no será el óptimo para hacer frente a cada una de ellas, es por esto que se consideran diferentes dimensionamientos para cada uno de los casos. Así, se tiene que el esquema eléctrico se mantiene conforme a lo presentado en la Figura 5.6, pero con una capacidad diferente por equipo según sea el caso. El dimensionamiento para cada uno de los casos de estudio se presenta en la Tabla 5.23.

Tabla 5.23: Dimensionamiento de equipos por caso de estudio.

Caso	Equipo	Dimensionamiento
Caso Base	Panel [kW]	3,50
	Batería [kWh]	4,00
	Convertor [kWh]	2,76
4 horas	Panel [kW]	3,50
	Batería [kWh]	4,00
	Convertor [kWh]	2,76
24 horas	Panel [kW]	3,50
	Batería [kWh]	14,00
	Convertor [kWh]	2,76
36 horas	Panel [kW]	4,00
	Batería [kWh]	20,00
	Convertor [kWh]	3,17

5.5.1.6. Paso 6: Análisis económico

Una vez realizadas las simulaciones en *Homer*, se realiza un análisis económico de la aplicación cuya factibilidad técnica ya ha sido probada. Para esto se realizan flujos de caja con el objetivo de evaluar el indicador económico VAN (valor actual neto), el cual es estándar en la evaluación de proyectos. Los siguientes elementos se consideran para el análisis económico.

- Se consideran como ingresos: (1) El dinero ahorrado de las tarifas eléctricas [78]; (2) El costo de falla asociado a cada caso estudiado [79], el cual se presenta en la Tabla 5.24 y (3) El pago por inyección a la red bajo la ley 21.118 [78].

Tabla 5.24: Costo de falla de corta duración [79].

Sistema	Costo falla de corta duración [CLP/kWh]			
	Corte de 20 minutos	Corte de 1 hora	Corte de 4 horas	Corte de 24 horas
SEN	\$5.804	\$4.335	\$3.678	\$3.320

- Se considera el mismo costo de falla para el corte de 24 horas que para el de 36 horas.
- Se considera como costo el pago por energía suministrada desde la red cuando sea necesario.
- Para la adquisición de los equipos se considera un préstamo que varía en función del dimensionamiento determinado. Para todos los casos se utiliza el mismo esquema de préstamo, esto es, una tasa de interés de un 14,88% dada como crédito verde por el Banco Estado y pago mediante amortizaciones constantes en ocho años [80].
- Horizonte de evaluación de 15 años, considerando vida útil de los módulos.
- Tasa de descuento del 9% obtenida de [81].

Posteriormente, para cada uno de los casos de interrupción de servicio antes descritos se realiza un análisis de sensibilidad, el cual considera los siguientes escenarios:

- Caso base: Considera las tarifas reales obtenidas para la comuna y la inversión total bajo el dimensionamiento realizado en *Homer*.
- Caso +20%: Considera un incremento de un 20% en las tarifas eléctricas para la comuna.
- Caso -20%: Considera una disminución de un 20% en las tarifas eléctricas para la comuna.
- Caso inversión -30%: Considera una reducción en la inversión de un 30%. Esto tomando en cuenta posibles subsidios o programas de apoyo a la inversión en generación distribuida renovable como los propuestos por el programa Casa Solar [41].

De esta forma, se consideran cuatro casos de interrupción de servicio con cuatro escenarios de evaluación cada uno, lo que implica un total de 16 flujos de caja. Los resultados de estos se presentan en la Figura 5.8. Adicionalmente, un ejemplo de la estructura de flujo de caja utilizada se observa en la Tabla B.4.

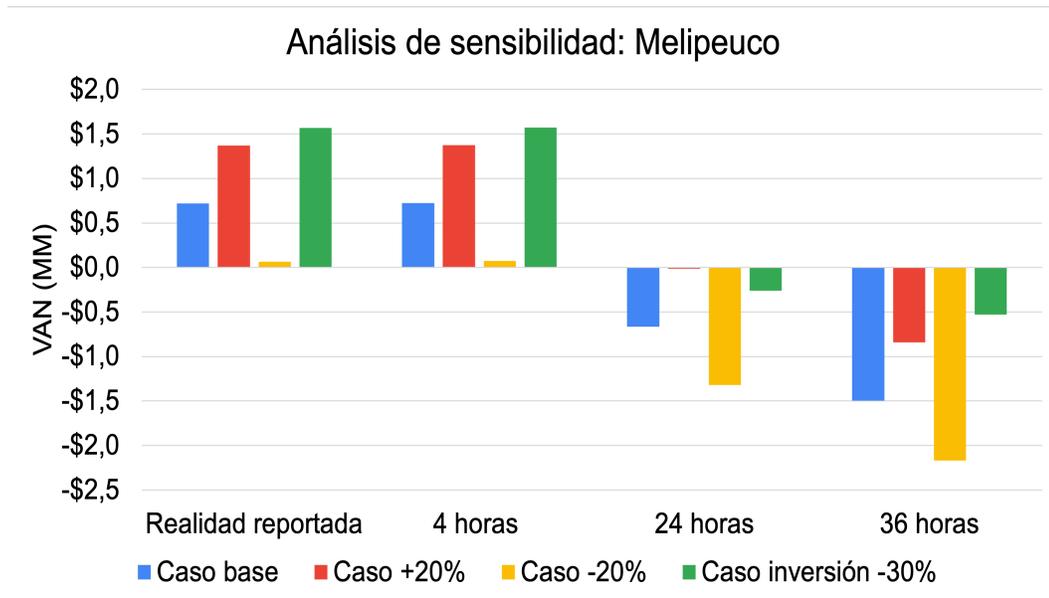


Figura 5.8: Análisis de sensibilidad para casos de estudio. Fuente: Elaboración propia.

La Figura 5.8 muestra cómo para los casos de realidad reportada y de interrupciones de servicio de cuatro horas se obtienen valores de VAN positivos para cada uno de los escenarios evaluados, siendo el de menor valor aquel en que se reduce la tarifa eléctrica en un 20%. Por otra parte, en los casos en que las interrupciones son más extensas se observa que el VAN del proyecto es negativo para todos los escenarios.

Estos resultados son acorde a lo esperado, puesto que cuando se evalúan interrupciones de servicio de mayor duración el dimensionamiento de las baterías y módulos, incrementa, como se presenta en la Tabla 5.23, lo que hace que la inversión, y en consecuencia, el préstamo a solicitar sean mayores.

Es posible ver que las variaciones en la tarifa eléctrica son relevantes para el análisis, puesto que con un incremento de la misma, el proyecto podría pasar de ser no rentable a rentable, como en el caso de interrupciones de 24 horas. Este análisis se lleva a cabo en consideración de que comparando los pliegos tarifarios para el año 2021 con aquellos del año 2023, se pudo observar un incremento promedio anual del 6%.

Resulta relevante además, tomar en consideración el apartado de inversión, puesto que ante la disminución en el costo de las baterías o ante la implementación de subsidios que faciliten la incorporación de activos BTM, los proyectos podrían volverse más rentables al tiempo que se derriba una barrera de entrada como lo es la inversión inicial, la cual podría ser realizada mediante ahorros o bien, créditos de consumo.

5.5.1.7. Paso 7: Conclusiones

La simulación de la aplicación BTM de confiabilidad de servicio viene a reafirmar las conclusiones obtenidas en la tercera etapa, donde se determinó su potencial. En primer lugar, el apartado de recurso se considera en la simulación al incorporar un perfil solar correspondiente a la comuna de Melipeuco al programa de simulación *Homer*. Luego, el apartado de

factibilidad técnica se evalúa principalmente en función de la operación del programa de simulación bajo el esquema de red propuesto en la Figura 5.6, el cual al ser simulado en *Homer* opera correctamente y varía el dimensionamiento según sea el caso de estudio. El apartado económico se evalúa a través de un análisis de sensibilidad e incorporando la herramienta de flujos de caja. Esto permite determinar hasta qué punto el proyecto resulta rentable. Finalmente, el criterio normativo se estudia al considerar el marco de la ley 21.118, que permite la instalación de los activos y la posterior inyección hacia el sistema bajo un precio menor al de consumo.

Los cuatro pilares bajo los cuales se determina el potencial en la tercera etapa se ven incorporados en el esquema de simulación, y es precisamente el apartado económico el que da cuenta de las limitaciones de esta aplicación, como también se puede observar en la Tabla 5.17.

Cabe destacar que en las simulaciones se considera el costo de falla de corta duración dado por la Tabla 5.24. Sin embargo, es complejo el determinar de forma monetaria el significado de una interrupción de servicio para una familia, comercio o industria, por lo que si bien algunos de los casos evaluados no son económicamente factibles bajo el costo considerado, sí podrían serlo considerando un mecanismo de valorización diferente.

Otro punto relevante a mencionar es que si bien la simulación y el dimensionamiento consideran un suministro eléctrico completo para cada caso evaluado, también es posible implementar la aplicación de confiabilidad de servicio BTM pensando únicamente en algunos aparatos eléctricos de gran relevancia, considerando un abastecimiento eléctrico continuo solo para el uso de refrigeradores, sistemas de extracción de agua o bien iluminación de respaldo.

Se puede concluir en base a la simulación realizada que es posible hacer frente a interrupciones de servicio de hasta ocho horas por medio del uso de activos BTM dimensionados en función de dichas interrupciones. Esta solución es económica, técnica y normativamente factible en la actualidad.

5.5.2. Retraso en refuerzos

La aplicación BTM de retraso en refuerzos guarda relación con el desarrollo de la red de distribución. Esta debe ser modificada y reforzada con el tiempo en función de la demanda creciente por parte de los diferentes sectores de consumo. Esto se traduce en el reemplazo de transformadores, el cambio de líneas y en general, diversas mejoras que tienen un costo asociado.

En los últimos años se ha visto un auge en el desarrollo de centrales solares bajo el esquema de PMGD, las cuales para conectarse requieren de una serie de modificaciones y refuerzos al sistema de distribución. Lo que plantea esta simulación es la incorporación de generación distribuida BTM en comparación con la generación distribuida PMGD mediante la simulación de una red con un flujo de potencia diario en *OpenDSS*. Así, se busca determinar la capacidad instalada máxima bajo ambos esquemas previo a la aparición de problemas de tensión. Para lograr esto se propone la simulación bajo los siguientes pasos:

1. Se construye la red de simulación sobre la cual se ejecutará el flujo de potencia y se

medirá la tensión. Para esto se describe cada uno de los parámetros relevantes de la misma.

2. Se construyen los perfiles de carga por medio del modelo CREST (*Centre for Renewable Energy Systems Technology*) para una demanda residencial. Luego, se construye el perfil de generación solar en base a datos del Explorador Solar para el emplazamiento escogido.
3. Se ejecuta un flujo de potencia con resolución de un minuto para un día con generación distribuida residencial hasta determinar el punto en que existen problemas de tensión en la red. Se entiende como problemas de tensión cuando se alcanza más de un 5% de mediciones por sobre 1,05 (pu) considerando todas las barras del sistema.
4. Se ejecuta un flujo de potencia con resolución de un minuto para un día con generación distribuida PMGD, es decir, concentrando toda la generación en un solo nodo del sistema.
5. Se comparan los resultados de las simulaciones previas y se analizan las diferencias y el impacto de cada uno de los métodos de generación.
6. Finalmente, se realiza un análisis general en función de los criterios de potencial para obtener conclusiones en relación a los resultados alcanzados.

5.5.2.1. Paso 1: Construcción de la red

Se trabaja con un modelo simplificado de una red de distribución con la topología mostrada en la Figura 5.9. Esta red considera barras de la A a la E en su disposición original y con sus respectivas cargas, las cuales se hayan descritas en la Tabla 5.25. Estas cinco barras corresponden al caso de la red en que no se cuenta con generación PMGD. El transformador considerado es trifásico, de dos enrollados, conexión estrella – estrella, 110 (kV) en el primario y 23 (kV) en el secundario, potencia aparente de 30.000 (kVA), sin pérdidas, y con impedancia de 12.5%. Por otra parte, todas las líneas de la red se consideran análogas con una impedancia de $2,13 + j1,55$ (Ω) [82].

La línea 5 y la barra F se consideran tras la incorporación de generación PMGD. Esto debido a que usualmente los PMGD se conectan en puntos alejados de la cabecera de los alimentadores y muchas veces deben construir segmentos de distribución para poder inyectar su energía a la red. De esta forma, esta barra no se considera para la simulación de generación distribuida residencial, sino solamente para el caso de generación distribuida PMGD.

Tabla 5.25: Características de la red de distribución propuesta [82].

Carga	Demanda [kVA]
Carga 1	$3.000 + j1.640$
Carga 2	$4.000 + j1.000$
Carga 3	$5.000 + j1.000$
Carga 4	$6.500 + j2.000$

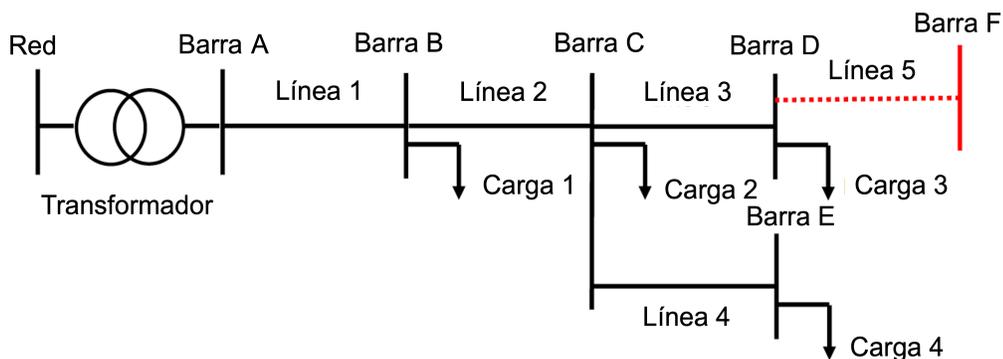


Figura 5.9: Red de cinco/seis barras a simular en *OpenDSS*. Fuente: Adaptada de [82].

5.5.2.2. Paso 2: Elaboración de perfiles

Para la elaboración de los perfiles de consumo eléctrico residencial se considera como herramienta el modelo CREST. Por medio de este modelo se obtienen 2.000 perfiles residenciales. Luego, estos perfiles se normalizan y se escogen 100 perfiles de forma aleatoria, los cuales se promedian para obtener un solo perfil consolidado. Este proceso se repite cuatro veces de forma de obtener cuatro perfiles diferentes. Así, cada uno de los perfiles obtenidos es ponderado por la carga descrita en la Tabla 5.25. Los perfiles normalizados se presentan en la Figura 5.10.

Posteriormente, se obtiene el perfil solar para una instalación residencial de 1 (kWp) en la ciudad de Iquique en el mes de Enero. Se selecciona este emplazamiento y mes del año debido a la abundancia del recurso en la zona y con el fin de diversificar el espacio geográfico con relación a la simulación anterior. Como los datos entregados por el Explotador Solar no tienen una resolución minatural, se interpolan los valores de manera de obtener dicha resolución.

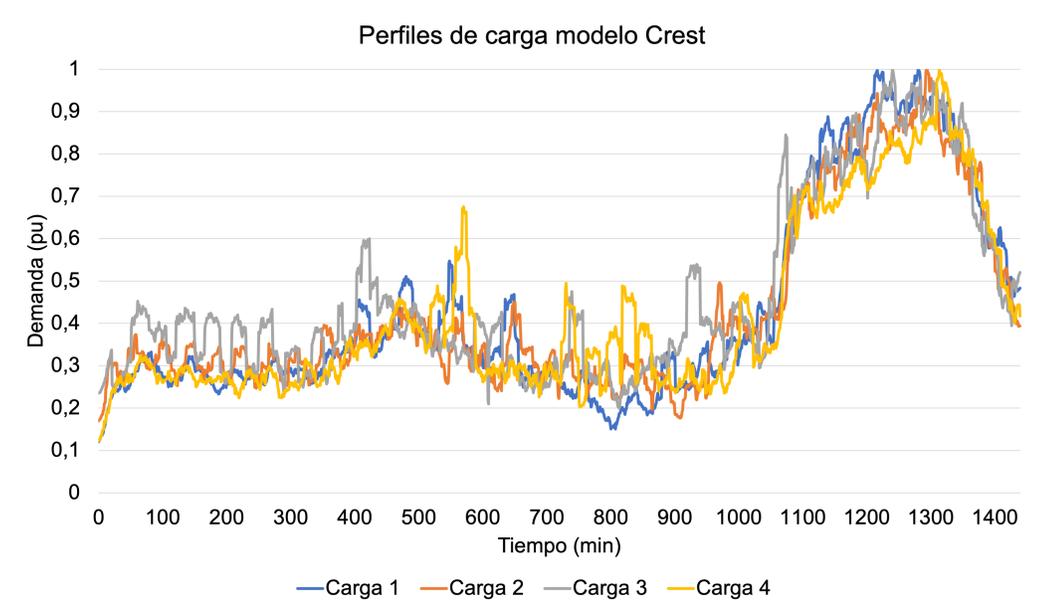


Figura 5.10: Perfiles de demanda eléctrica residencial obtenidos a partir del modelo Crest. Fuente: Elaboración propia.

5.5.2.3. Paso 3: Flujo de potencia: Generación distribuida residencial

Se simula un flujo de potencia con resolución minutal por medio del *software OpenDSS*. Para esto se consideran diferentes valores de generación distribuida residencial haciendo pasos de 1,0 (MW) hasta que se presenten problemas de tensión en más de un 5 % de las mediciones. Al considerar una generación equivalente en cada uno de los nodos, se alcanzan tensiones máximas cada vez más elevadas en la medida que se incrementa la generación, como se puede observar en la Figura 5.11.

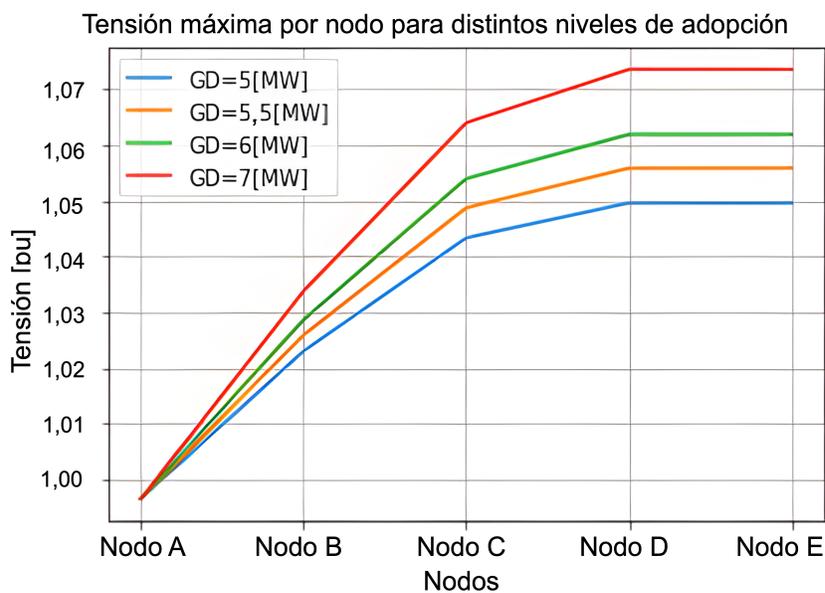


Figura 5.11: Tensión máxima por nodo para distintos niveles de adopción. Fuente: Elaboración propia.

Al llegar 6,0 (MW) por nodo se supera la barrera impuesta de 5 % de las mediciones por sobre 1,05 (pu). Por lo que se hace una simulación adicional de 5,5 (MW) de generación por nodo, la cual no presenta problemas de tensión. El perfil de tensiones a lo largo del día evaluado para esta generación se presenta en la Figura 5.12. De esta forma, se obtiene que la máxima capacidad instalada para el sistema será de 22 (MW) antes de que se presenten problemas de tensión.

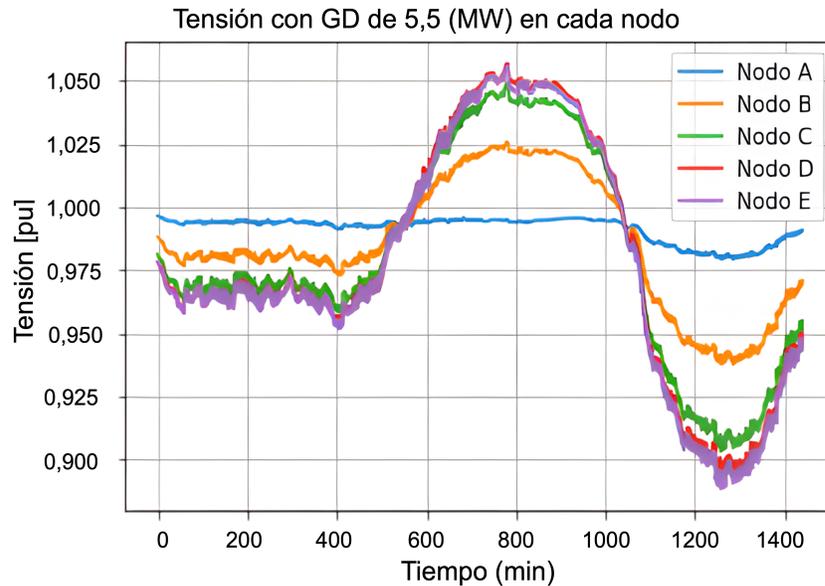


Figura 5.12: Tensión con generación distribuida de 5,5 (MW) en cada nodo.
Fuente: Elaboración propia.

5.5.2.4. Paso 4: Flujo de potencia: Generación distribuida PMGD

Similarmente al caso anterior, se ejecuta un flujo de potencia en las mismas condiciones. Sin embargo, en este caso se añade la línea 5 y la barra F, donde se ubicará el PMGD. En este caso se concentra toda la generación en un único punto y no se considera presencia de generación distribuida residencial. Así, al realizar pasos de 1,0 (MW) se tiene que los problemas de tensión aparecen al llegar a los 10 (MW) de inyección en la barra F, con lo que se establece una capacidad máxima de 9 (MW), lo cual se corresponde con el máximo de inyección permitido por la regulación de este tipo de plantas. El perfil de tensión para esta simulación se presenta en la Figura 5.13.

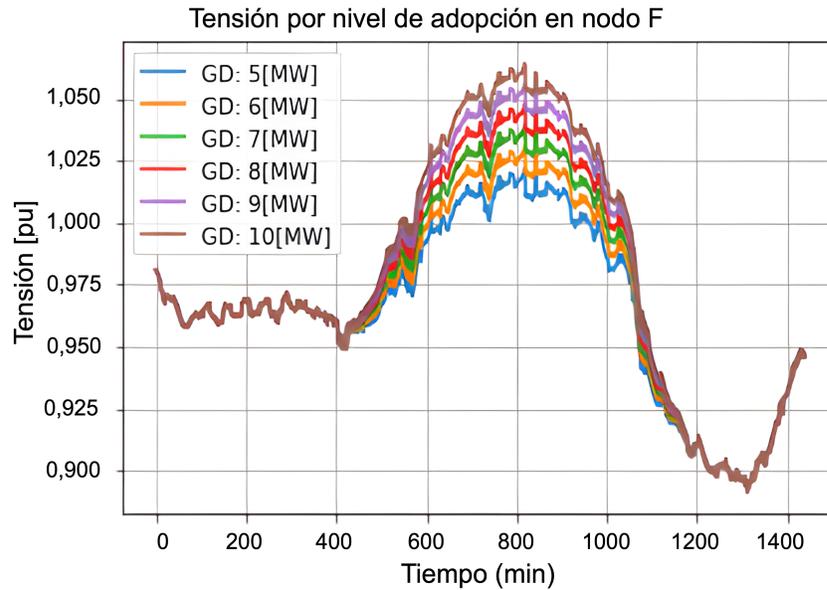


Figura 5.13: Tensión por nivel de adopción en nodo F. Fuente: Elaboración propia.

5.5.2.5. Paso 5: Comparativa

Al comparar ambas simulaciones se tiene que si bien los perfiles de tensión para ambos casos son similares, las capacidades máximas alcanzadas antes de que se presenten problemas de tensión son diferentes. En el caso de GD BTM, se alcanza a generar 22 (MW) antes de que existan problemas de tensión, lo cual es más del doble de la generación posible por medio de la GD PMGD.

Los resultados obtenidos se pueden explicar por medio de la Ecuación 3.1, la cual da cuenta que mientras mayor sea la diferencia entre generación y consumo en un nodo, y mayor la distancia de este a la cabecera del alimentador, mayor será la tensión en dicho punto. Considerando esto, como en el caso PMGD la generación se ubica en el punto más alejado de la cabecera del alimentador y no hay consumo en el mismo punto, se tiene que la tensión incrementa más rápido que cuando se considera una generación idéntica por nodo.

Luego, se tiene que la red de distribución se modifica en función del crecimiento de la demanda. La aplicación BTM de retraso de refuerzos consiste justamente en proveer dicha demanda por medio de generación residencial, con lo que, si bien la demanda crece año a año, al verse esta generada en los mismos puntos de consumo, se tendrá que virtualmente el crecimiento es nulo o menor a lo esperado, lo que a su vez implica que no existiría la necesidad de realizar ciertos trabajos de mejora o refuerzos sobre el sector de distribución. Considerando esto, el caso de generación distribuida BTM permite alcanzar una generación incluso mayor que la demanda del sistema evaluado, que es 18,5 (MW).

5.5.2.6. Paso 6: Conclusiones

El aspecto más relevante en relación a los resultados obtenidos es que, por medio de la generación distribuida residencial es posible reducir la demanda neta, con lo que se retrasa la necesidad de realizar refuerzos en la red de distribución en incurrir en los costos asociados.

Esto implica un beneficio económico sistémico. Sin embargo, para el pleno aprovechamiento de esta característica sería necesario contar con sistemas de almacenamiento de forma de reducir el consumo en horarios punta, y como se determinó en la tercera etapa, se tiene que actualmente en Chile la combinación PV + BESS no es rentable en todos los casos. Así, se confirma por medio de la simulación que al menos el apartado económico aún ha de desarrollarse más, antes de poder considerar una implementación plena.

En conclusión, a través de la simulación se ha evaluado la aplicación BTM bajo los cuatro criterios usados para determinar su potencial. Con respecto a la disponibilidad de recurso, se tiene que al considerar la generación en base a un perfil solar obtenido para una localidad específica de Chile, se cubre el apartado de recurso, confirmando que el recurso está presente para la implementación de la aplicación. En el aspecto técnico se determinó a través del análisis de los perfiles de tensión que es posible implementar la solución. Se estudia esta característica debido a que, según [67], la tensión es el primer factor que se ve afectado con este tipo de generación. De esta forma, y ya que se trata de una red simplificada y no se consideran todas las potenciales problemáticas asociadas, se tiene que el criterio técnico debe desarrollarse todavía, con lo que se confirma lo establecido en la etapa 3. Finalmente, con respecto al criterio normativo, la ley 21.118 ampara la generación distribuida residencial, por lo cual la implementación es factible.

5.6. Etapa 5: Validación de potencial

Para este apartado se lleva a cabo la presentación del tema de estudio a un grupo de expertos en el sector eléctrico, el cual se reúne con el objetivo de obtener un panorama general asociado a las aplicaciones BTM en base al presente trabajo, el cual se suma a su conocimiento previo. La presentación se lleva a cabo de forma virtual, dando a conocer los resultados de cada una de las etapas consideradas en la propuesta metodológica para posteriormente abrir una ventana de preguntas y de reflexión en torno al potencial de las aplicaciones BTM. Las principales conclusiones obtenidas a raíz de esta jornada se presentan en una versión futura de este documento y sirven como una retroalimentación para los análisis realizados hasta este punto, los cuales se construyen enteramente en base a información secundaria.

5.7. Etapa 6: Recomendaciones y hoja de ruta

Posterior a la identificación y validación del potencial para las aplicaciones antes descritas, resulta relevante entregar un marco para el aprovechamiento del potencial de estas tecnologías. Este debe ser acorde a la visión global planteada a nivel país en términos de la política energética al año 2050 [2], que establece los objetivos a alcanzar en los distintos sectores participantes del mercado energético, entre los cuales se encuentra el sector residencial, comercial e industrial.

En particular, la visión de Chile en términos energéticos consiste en alcanzar un sistema eléctrico confiable, inclusivo, competitivo y sostenible. Para esto, uno de los lineamientos establecidos consiste en la implementación de sistemas de control, gestión inteligente y generación propia [2]. De esta manera, se tiene que la política energética de Chile y en general, todos aquellos consumos regulados pueden verse beneficiados de la implementación de aplicaciones BTM. Es por este motivo que se desarrolla una hoja de ruta que contiene recomendaciones

y acciones habilitantes necesarias para dar comienzo a la adopción de estas tecnologías. El esquema general de esta hoja de ruta se presenta en la Figura 5.14.

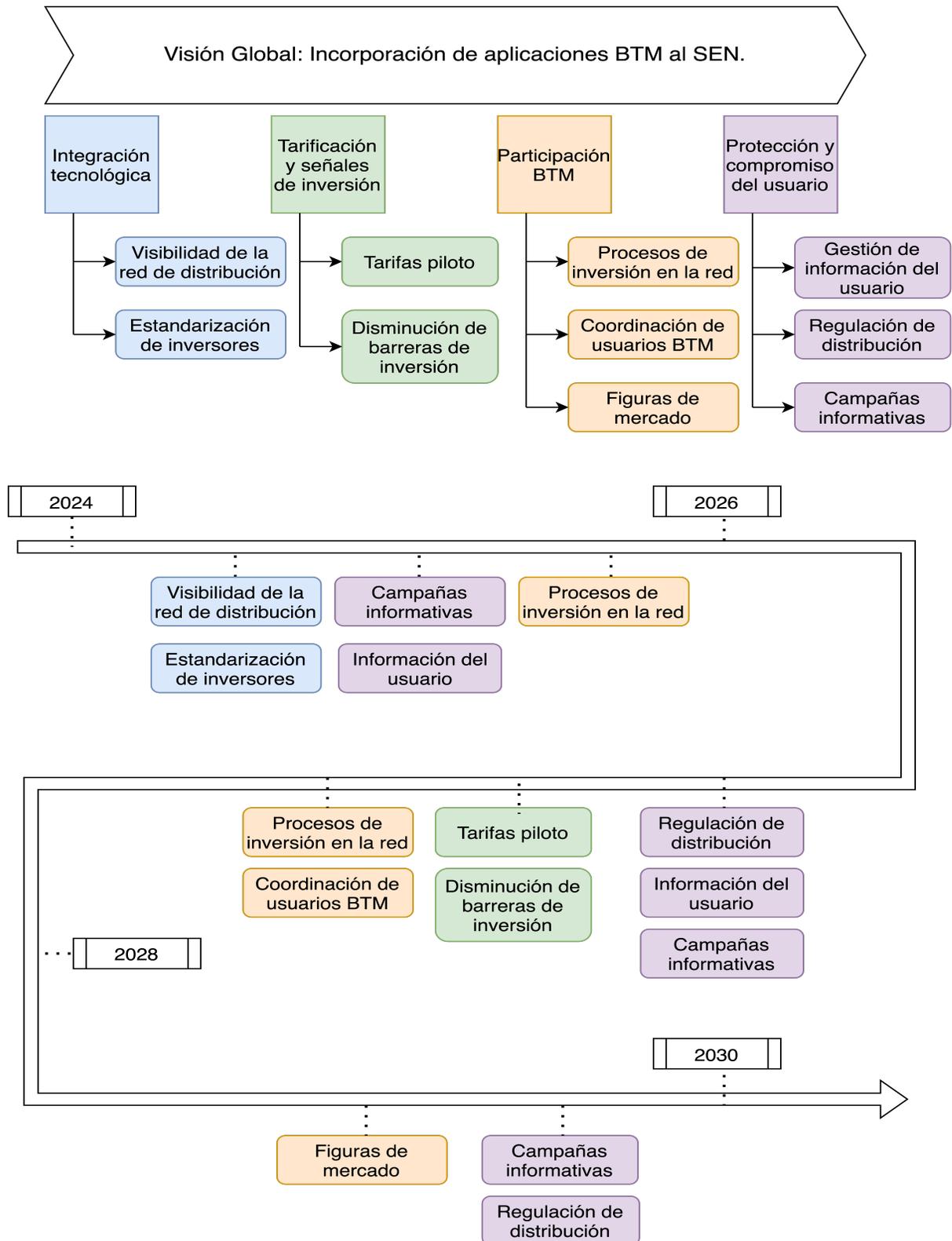


Figura 5.14: Hoja de ruta para la incorporación inicial de aplicaciones BTM.
Fuente: Elaboración propia a partir de [60, 61].

Se considera como visión global para esta hoja de ruta la incorporación de aplicaciones BTM al SEN, particularmente al sector de distribución, de la mano con los objetivos de la política energética de Chile al año 2050 [2]. Para esto, se establecen cuatro pilares que sostienen esta visión global, los cuales a su vez se sostienen por acciones habilitantes. Se plantea una ejecución temporal de la hoja de ruta para el año 2030, sentando así las bases para desarrollos futuros.

5.7.1. Integración tecnológica

Hace referencia a la necesidad de entregar un marco normativo que facilite la incorporación de activos BTM, tales como módulos solares, inversores o sistemas de almacenamiento al sistema. Se debe considerar para esto que actualmente los distintos fabricantes trabajan con sistemas de comunicación y estándares de calidad diferentes, por lo que no necesariamente todos los equipos son compatibles. Además, es posible que algunos de ellos operen de forma más eficiente que otros, o de forma contraria, que cuenten con un estándar de calidad menor que pueda generar una tendencia a causar problemas en la red de distribución.

Otro elemento fundamental relacionado a la integración tecnológica es la visibilidad, es decir, conocer en qué estado se encuentra el sistema que se está operando. Esto permite poder determinar dónde se están produciendo problemas y prever dónde y cuándo se producirán. Actualmente en Chile la visibilidad del sistema de distribución se tiene principalmente a nivel de subestaciones de transformación y transformadores de distribución repartidos a lo largo de los alimentadores en las distintas comunas del país. Sin embargo, este nivel de visibilidad no es suficiente.

Las acciones habilitantes que constituyen este pilar se describen a continuación:

- **Incrementar visibilidad de la red de distribución:** se propone incrementar a partir del año 2024 la visibilidad por medio del despliegue de tecnologías que permitan una observabilidad de tipo estático y dinámico. Uno de los equipos a considerar es el medidor inteligente, que permite obtener una información más completa y útil tanto para los propios usuarios como para las empresas de distribución.
- **Estandarización de los inversores:** uno de los equipos más relevantes en el ámbito de las aplicaciones BTM es el inversor, por lo que se establece como acción necesaria el desarrollar un estándar de calidad y de seguridad que asegure su compatibilidad y correcta operación en conjunto con otros activos a partir del año 2024, en un plazo de dos años, con el fin de que los futuros equipos que se conecten lo hagan bajo el marco normativo desarrollado.

5.7.2. Tarificación y señales de inversión

Uno de los resultados obtenidos en base a los análisis y simulaciones previas, guarda relación con la tarificación del sistema eléctrico en Chile. Se identifica que al contar con un sistema volumétrico invariante en el tiempo, no se entregan las señales de precio requeridas para provocar cambios en el comportamiento de la demanda. Esto es un pilar fundamental para las aplicaciones BTM que buscan precisamente generar en los consumos un comportamiento más activo.

Por otra parte, si se busca incorporar nuevas tecnologías y motivar cambios en el comportamiento, es necesario reducir las barreras de entrada de forma de generar una adopción inicial que impulse la incorporación de futuros participantes hasta llegar a un nivel estable. Un ejemplo de esto en Chile, es lo realizado para impulsar la adopción de generación distribuida PMGD. Este esquema de generación se impulsa a través del precio estabilizado, el cual disminuye de forma importante el riesgo asociado a la tecnología, al mismo tiempo que incrementa los ingresos percibidos por estos proyectos.

Considerando los elementos que constituyen este pilar se proponen dos acciones necesarias para hacer frente a los desafíos planteados:

- **Implementación de tarifas piloto:** se propone incorporar tarifas piloto opcionales a las tarifas tradicionales a partir del año 2026, esto luego de haber llevado a cabo campañas informativas y haber generado un estándar para la integración tecnológica.
- **Disminución de las barreras de inversión:** se plantea generar subsidios o programas de beneficios asociados a la incorporación de activos BTM, que permitan hacer frente a las fuertes inversiones iniciales. Estos deben ser generados en conjunto con las tarifas piloto, con el objetivo de potenciar la adopción de dichos activos.

5.7.3. Participación BTM

Este pilar hace referencia a la desconexión que existe entre los consumidores y el resto de actores del sector eléctrico. Actualmente, y como se ha explicado en detalle en secciones previas los sectores de generación, transmisión y distribución se encuentran ligados y todos participan de una cadena de valor. Sin embargo, los consumos se encuentran al final de esta y se ven imposibilitados de involucrarse más allá del pago de las cuentas por el consumo eléctrico. Es necesario incorporar a los consumos en el mercado de energía, puesto que son aquellos para los que desde un inicio está pensado el sistema eléctrico, permitiéndoles incorporarse a la cadena de valor. Con este objetivo, se plantean tres acciones a realizar en distintos momentos para asegurar la inclusión de estos actores:

- **Inversión en la red:** se propone incorporar soluciones BTM como mecanismo de mejora y crecimiento de la red, además de las tradicionales propuestas de expandir la capacidad de subestaciones y trafos, y de cambiar secciones de cableado. Para esto se comienza por realizar pruebas piloto desde el año 2025 y hasta el año 2028, generando así cambios en el sistema de inversión del sistema de distribución.
- **Coordinación de usuarios BTM:** se establece la necesidad de explorar casos de estudio que determinen la mejor manera de coordinar a los diferentes actores BTM, de tal forma que estos constituyan una VPP. Estas experiencias deben servir para construir un mercado, o bien para realizar las modificaciones necesarias al existente, que permita la participación agrupada de activos BTM. Esto debe ser llevado a cabo a partir del año 2026 y hasta el año 2028
- **Incorporación de figuras de mercado:** considerando los resultados obtenidos de las experiencias de coordinación de usuarios BTM, es necesario crear las figuras de mercado necesarias en la regulación del sector eléctrico. Estas figuras pueden ser creadas tomando en cuenta también la experiencia internacional, donde se pueden encontrar figuras como el agregador de demanda o el comercializador. Esto debe ser llevado a cabo a partir del año 2028 y con plazo hasta el 2030.

5.7.4. Protección y compromiso del usuario

Este pilar considera el aspecto humano de la incorporación de las aplicaciones BTM al sistema. No solamente es necesario contar con recursos, con la factibilidad técnica, y con beneficios económicos, ya que si las personas desconocen cómo participar, o si no existe un marco normativo en que tenga lugar su participación, entonces toda implementación es imposible. En este ámbito se consideran tres acciones fundamentales:

- **Gestión de información de los usuarios:** se debe informar desde un principio y en todo tiempo a cada usuario del manejo que se tiene de su información de forma transparente.
- **Regulación de distribución:** se debe incorporar a la regulación de distribución los diferentes esquemas de tarificación, los estándares de calidad asociados a los activos, y las figuras de mercado desarrolladas según corresponda. Así, esta acción debe ser llevada a cabo en distintos momentos entre los años 2026 y 2030.
- **Realización de campañas informativas:** se deben realizar campañas informativas en relación a cada uno de los puntos antes evaluados con el fin de asegurar la toma de decisiones informada, presentando los beneficios y criterios de seguridad o normativos según corresponda. Estas campañas deben ser llevada a cabo tantas veces como sea necesario en el periodo considerado.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

El presente trabajo de título tiene por objetivo central identificar el potencial de aplicaciones BTM en Chile, esto considerando ámbitos tales como los aspectos económicos, técnicos, y normativos relevantes en el país, de modo de dar cuenta de los desafíos a superar y la realidad actual de Chile tomando en consideración la experiencia internacional en este tipo de desarrollos. Este objetivo se llevó a cabo por medio de la incorporación de una propuesta metodológica que, al ser aplicada al contexto chileno, permitió evaluar cada uno de los aspectos relevantes tanto en base a informaciones provistas por organismos nacionales como internacionales.

A nivel de objetivos específicos, se logra conocer y analizar el desarrollo de aplicaciones BTM a nivel internacional, tanto en experiencias prácticas como en propuestas de investigación. Esto realizado a través de una revisión bibliográfica en detalle que tiene como resultado principal la identificación de ocho aplicaciones BTM con diferentes estados de desarrollo e implementación.

Posteriormente, se alcanza una clasificación sistemática de las aplicaciones identificadas, pudiendo determinar los beneficios y desafíos asociados a cada una de ellas. Dichos beneficios y desafíos después se evalúan bajo criterios económicos, normativos y técnicos, con lo que se consigue determinar el potencial asociado a cada aplicación para el contexto chileno en relación a cada uno de los ejes estudiados. Esta evaluación se realiza considerando información y datos específicos del país y además da cuenta de un potencial de instalación en techos solares de 11,5 (GW) a nivel nacional, considerando criterios de factibilidad constructiva y con enfoque en el auto-consumo.

La mitad de las aplicaciones identificadas se asemejan a los actuales servicios complementarios, con lo que se catalogan como aplicaciones sistémicas que buscan un beneficio del SEP en términos de su seguridad, suficiencia y resiliencia. Se trata de aplicaciones futuristas y que actualmente no cuentan con las condiciones para su adopción plena. La otra mitad corresponde a aplicaciones que benefician de forma más directa a los usuarios finales por medio de un incentivo económico principalmente, pero que a su vez, van de la mano con un empoderamiento en el uso de la energía al participar de forma activa en la producción y/o almacenamiento de la energía, modificando sus comportamientos de consumo al tomar acciones ante señales de precio. Estas aplicaciones cuentan con mejores posibilidades de desarrollo en la actualidad y algunas ya se encuentran en uso en Chile.

En base al potencial identificado es posible hacer una selección de aplicaciones bajo tres criterios, las cuales fueron simuladas por medio de herramientas computacionales. El resultado de estas instancias de simulación corresponde a la validación del potencial antes determinado por medio de datos secundarios. Así, se demuestra que la aplicación de confiabilidad de servicio permite hacer frente a interrupciones de suministro en comunas con un SAIDI alto, mientras que la aplicación de retraso de refuerzos permitiría una instalación de potencia mayor que otros esquemas de generación distribuida, retrasando así la necesidad de mejorar la red de distribución. La etapa de simulación permite a su vez observar los beneficios y desafíos antes identificados bajo una mirada cuantitativa.

Como parte de la identificación del potencial de las aplicaciones BTM, se consideró también el planteamiento de una hoja de ruta y recomendaciones para las aplicaciones seleccionadas, con el fin de que el potencial identificado pueda convertirse en una realidad, en lo que destaca la importancia de dos elementos: (1) el desarrollo de un marco normativo que considere a los consumos como actores activos del mercado eléctrico y (2) el llevar a cabo campañas informativas que acerquen los conceptos tratados en este trabajo a la población, dando a conocer así sus diferentes beneficios.

Se concluye en definitiva que actualmente en Chile no se tienen las condiciones para llevar a cabo la mayor parte de las aplicaciones BTM identificadas, particularmente aquellas de carácter sistémico, principalmente por la falta de normativa asociada y el desconocimiento general sobre el tema y sus beneficios. Sin embargo, se considera que dando los pasos adecuados sería posible el implementar las aplicaciones catalogadas como de usuario final en un futuro en Chile.

En términos de trabajo futuro, se tienen los siguientes puntos:

- Llevar a cabo un proceso de validación que permita corroborar, en base a la retroalimentación provista por expertos del sector eléctrico, los resultados obtenidos por medio de análisis de datos secundarios y simulaciones.
- Explorar diferentes sectores del país por medio de simulaciones computacionales, con el fin de determinar las localidades que más podrían beneficiarse de la implementación de la aplicación de confiabilidad de servicio, y aquellas en las que la solución no resulta factible.
- Explorar alternativas de modelación para otras aplicaciones BTM no evaluadas en esta instancia para dar cuenta de su potencial de forma cuantitativa.

Bibliografía

- [1] García Bernal, N., “Matriz energética y eléctrica en Chile,” Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, pp. 1–13, 2021, https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32745/1/Matriz_electrica_del_pais._Consideraciones_sobre_su_suficiencia.pdf.
- [2] Gobierno de Chile y Ministerio de Medio Ambiente, “Estrategia Climática De Largo Plazo De Chile Camino a La Carbono Neutralidad Y Resiliencia a Más Tardar Al 2050,” no. April, 2021, <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/11/ECLP-LIVIANO.pdf>.
- [3] Comisión Nacional de Energía, “Reporte Mensual ERNC Julio 2023,” vol. 83, 2023, https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/07/RMensual_ERNC_v202307.pdf.
- [4] Ministerio de Energía; Gobierno de Chile, “Transición energética de Chile,” rep. tec., 2022.
- [5] Ministerio de Energía; Gobierno de Chile, “Decreto 244,” 2005, <https://www.leychile.cl/N?i=246461&f=2015-09-30&p=>.
- [6] Ministerio de Energía; Gobierno de Chile, “Decreto 88,” 2021, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1150437&idVersion=2022-03-29&idParte=10166021>.
- [7] Acera, “Estadísticas Sector de Generación de Energía Eléctrica Renovable,” rep. tec., 2023.
- [8] Coordinador Eléctrico Nacional, “Reporte PMGD Junio 2023,” Reporte PMGD, pp. 1–4, 2023, <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/07/Reporte-PMGD-Junio-2023.pdf>.
- [9] Comisión Nacional de Energía, “Anuario Estadístico de Energía,” Rep. Tec. Julio, 2022.
- [10] IRENA, Renewable Technology Innovation Indicators : Mapping progress in costs , patents and standards. 2022, www.irena.org/publications.
- [11] Sioshansi, F., “Chapter 1 - What lies behind-the-meter and why it matters?,” en Behind and Beyond the Meter (Sioshansi, F., ed.), pp. 3–29, Academic Press, 2020, doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819951-0.00001-3>.
- [12] Ministerio de Energía; Gobierno de Chile, “Ley 21118: Modifica la ley general de servicios eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales,” 2018, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1125560&idParte=9968877&idVersion=2018-11-17>.
- [13] Rezaeimozafar, M., Monaghan, R. F., Barrett, E., y Duffy, M., “A review of behind-the-meter energy storage systems in smart grids,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 164, no. October 2021, p. 112573, 2022, doi:[10.1016/j.rser.2022.112573](https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112573).

- [14] Report, T., “Behind-The-Meter Distributed Energy Resources : Estimation , Uncertainty Quantification , and Control,” IEEE Power & Energy Society, vol. June, p. 91, 2023.
- [15] Bayram, I. S. y Ustun, T. S., “A survey on behind the meter energy management systems in smart grid,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 72, no. October, pp. 1208–1232, 2017, doi:10.1016/j.rser.2016.10.034.
- [16] Jin, F., Huang, X., y Shao, C., “Efficient utilization of demand side resources behind the meter: Assessment, profiling and scheduling,” Electricity Journal, vol. 35, no. 5, p. 107123, 2022, doi:10.1016/j.tej.2022.107123.
- [17] Comisión Nacional de Energía, “Opciones tarifarias a usuarios finales.”, <https://www.cne.cl/tarifificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/opciones-tarifarias-a-usuarios-finales/>.
- [18] Zinaman, O., Aznar, A., Linvill, C., Darghouth, N., Dubbeling, T., y Bianco, M., “Grid-Connected Distributed Generation: Compensation Mechanism Basics,” 2017, <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68469.pdf>.
- [19] Santibáñez, R., “Modelo de Optimización de Dimensionamiento de Baterías para la Aplicación de Recorte de Punta en Clientes Libres,” 2021, <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/182275/Modelo-de-optimizacion-de-dimensionamiento-de-baterias-para-la-aplicacion-de-recorte-de-punta-en-clientes-libres.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [20] Fuentes, D., Seguridad de Servicio en Sistemas Eléctricos de Potencia. Santiago: Material Docente de EL7020, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2022.
- [21] Brokering Christie, W. y Palma Behnke, R., Atrapando el sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia. 2018, http://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro_download.pdf.
- [22] Claessens, B., Engels, J., y Deconinck, G., “Combined stochastic optimization of frequency control and self-consumption with a battery,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 2, pp. 1971–1981, 2019, doi:10.1109/TSG.2017.2785040.
- [23] Kim, Y. J., Del-Rosario-Calaf, G., y Norford, L. K., “Analysis and Experimental Implementation of Grid Frequency Regulation Using Behind-the-Meter Batteries Compensating for Fast Load Demand Variations,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 1, pp. 484–498, 2017, doi:10.1109/TPWRS.2016.2561258.
- [24] Poplavskaya, K. y de Vries, L., Aggregators today and tomorrow: From intermediaries to local orchestrators? 2020, doi:10.1016/B978-0-12-819951-0.00005-0.
- [25] Papalexopoulos, A., “The Evolution of the Multitier Hierarchical Energy Market Structure,” IEEE Electrification Magazine, vol. 9, no. 3, pp. 37–45, 2021, doi:10.1109/MELE.2021.3093598.
- [26] Lehbruck, L., Kretz, J., Aengenvoort, J., y Sioshansi, F., Aggregation of front- and behind-the-meter: The evolving VPP business model. INC, 2020, doi:10.1016/B978-0-12-819951-0.00010-4.
- [27] NTCS Sistemas Distribución | CNE, “Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución,” Comisión Nacional de Energía, p. 102, 2019, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Norma-Técnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribución.pdf>.

- [28] Ding, Z. y Zhang, Z., “A Behind-the-Meter Battery Control Algorithm with the Consideration of Li-ion Battery Degradation,” *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, vol. 2019-June, pp. 1959–1964, 2019, [doi:10.1109/ISIE.2019.8781434](https://doi.org/10.1109/ISIE.2019.8781434).
- [29] Navarro, A., *Regulación de tensión en sistemas de distribución*. Material Docente de EL7055, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2022.
- [30] International Energy Agency, “Global EV Outlook 2023,” rep. tec., 2023.
- [31] Bowen, T. y Gokhale-Welch, C., “Behind-The-Meter Battery Energy Storage: Frequently Asked Questions.,” no. 2018, pp. 1–10, 2021, <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79393.pdf>.
- [32] Next Kraftwerke, “What does Peak shaving mean?,” <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/what-is-peak-shaving>.
- [33] Uddin, M., Romlie, M. F., Abdullah, M. F., Abd Halim, S., Abu Bakar, A. H., y Chia Kwang, T., “A review on peak load shaving strategies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, no. October 2017, pp. 3323–3332, 2018, [doi:10.1016/j.rser.2017.10.056](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.056).
- [34] Shaw-Williams, D., *The expanding role of home energy management ecosystem: An Australian case study*. INC, 2020, [doi:10.1016/B978-0-12-819951-0.00007-4](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819951-0.00007-4).
- [35] Wu, Y. K. y Wang, Y. W., “Literature review concerning the cycling cost in a power system with renewable power sources,” *Energy Procedia*, vol. 156, no. 168, pp. 13–17, 2019, [doi:10.1016/j.egypro.2018.11.075](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.075).
- [36] Lu, N., “Load Control,” *IEEE Electrification Magazine*, vol. 9, no. 3, pp. 18–28, 2021, [doi:10.1109/MELE.2021.3093596](https://doi.org/10.1109/MELE.2021.3093596).
- [37] Hazarika, G., “Australia’s Solar Installations Surpass 30 GW,” 2023, <https://www.mecomindia.com/australias-solar-installations-surpass-30-gw>.
- [38] Australian Government, Department of Climate Change, Energy, t. E., y Water, “Solar PV and batteries,” <https://www.energy.gov.au/households/solar-pv-and-batteries>.
- [39] Foushee, F., “Net Metering Changes in California: How Will They Impact You?,” 2023.
- [40] Ministerio de Energía, “Proyecciones eléctricas,” 2023, <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-electricas>.
- [41] Ministerio de Energía, “Programa Casa Solar,” 2021, <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/programa-casa-solar>.
- [42] Argüello Verbanaz, S. y García Bernal, N., “Componentes y determinación de la tarifa eléctrica para los clientes regulados,” rep. tec., 2020.
- [43] ACERA, “Estadísticas: Sector de generación de energía eléctrica renovable,” rep. tec., 2023.
- [44] Council of European Energy Regulators, “7th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply 2022,” p. 317, 2022, [arXiv:arXiv:1011.1669v3](https://arxiv.org/abs/1011.1669v3).
- [45] De Clercq, S., Schwabeneder, D., Corinaldesi, C., y Fleischhacker, A., *Emerging aggregator business models in European electricity markets*. INC, 2020, [doi:10.1016/B978-0-12-819951-0.00014-1](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819951-0.00014-1).
- [46] Cotting, A., Tsao, S., Hering, G., y Palicpic, C., “Aggregators supply nearly one-quarter

- of regulated load in California,” 2019, <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/trending/OfUwtWWl8nb6uiplukkkqg2>.
- [47] Ministerio de Energía y Ministerio de Hacienda, “156-368 Mensaje portabilidad eléctrica con IF 152,” 2020, <https://www.camara.cl/legislacion/ProyectosDeLey/tramitacion.aspx?prmID=14341&prmBOLETI+N=13782-08>.
- [48] Empresas Eléctrica A.G., “Reporte eléctrico de transmisión y distribución,” rep. tec., 2017.
- [49] Navarro, A., Características del Sector Distribucion. Material Docente de EL7055, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2022.
- [50] Generadoras de Chile, “Desafíos de la reforma a la distribución eléctrica,” 2020, <https://generadoras.cl/prensa/desafios-de-la-reforma-a-la-distribucion-electrica>.
- [51] Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía, “Modernización de la distribución,” 2020, https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/modernizacion-de-la-distribucion_01_sept_0.pdf.
- [52] Bnamericas, “Bajo la lupa: Los medidores inteligentes en America Latina,” 2020,
- [53] Department for Business Energy & Industrial Strategy, “Smart Meter Statistics in Great Britain: Quarterly Report to end March 2021,” Official Statistics, no. May, pp. 1–15, 2021, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1143890/Q4_2022_Smart_Meters_Statistics_Report.pdf.
- [54] U.S. Energy Information Administration, “How many smart meters are installed in the United States, and who has them?,” 2022, <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=108&t=1#:~:text=Howmanysmartmetersare,oftotalelectricmetersinstallations>.
- [55] Ehrhardt-Martinez, K., “Skip” Laitner, J. A., y Donnelly, K. A., “Beyond the Meter: Enabling Better Home Energy Management,” *Energy, Sustainability and the Environment: Technology, Incentives, Behavior*, no. 2010, pp. 273–303, 2011, doi:10.1016/B978-0-12-385136-9.10010-5.
- [56] Stillahn, T., Pfeiffer, L., y Rohbogner, G., “Customer participation in P2P trading : a German energy community case study,” 2021, doi:10.1016/B978-0-12-819951-0.00004-9.
- [57] Bukar, A. L., Hamza, M. F., Ayub, S., Abobaker, A. K., Modu, B., Mohseni, S., Brent, A. C., Ogbonnaya, C., Mustapha, K., y Idakwo, H. O., “Peer-to-peer electricity trading: A systematic review on current developments and perspectives,” *Renewable Energy Focus*, vol. 44, pp. 317–333, 2023, doi:10.1016/j.ref.2023.01.008.
- [58] Lopez, A., Roberts, B., Heimiller, D., Blair, N., y Porro, G., “U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis,” *National Renewable Energy Laboratory Document*, vol. 1, no. 7, pp. 1–40, 2012.
- [59] Lantz, E., Sigrin, B., Gleason, M., Preus, R., Baring-gould, I., Lantz, E., Sigrin, B., Gleason, M., Preus, R., y Baring-gould, I., “Assessing the Future of Distributed Wind : Opportunities for Behind-the-Meter Projects,” no. November, 2016.
- [60] Energy Transformation Taskforce, “Distributed Energy Resources Roadmap,” no. December, 2019, <https://brighterenergyfuture.wa.gov.au/>.
- [61] Hadingham, W., Rayney, K., Blaver, A., Smart, B., y Thomas, J., “Distributed energy resources roadmap: How the State of Western Australia is leading in integration,” *IEEE*

- Power and Energy Magazine, vol. 19, no. 5, pp. 76–88, 2021, [doi:10.1109/MPE.2021.3088960](https://doi.org/10.1109/MPE.2021.3088960).
- [62] Instituto Nacional de Estadísticas, “Síntesis de Resultados Censo 2017,” 2018, <https://www.ine.gob.cl/estadisticas/sociales/censos-de-poblacion-y-vivienda/censo-de-poblacion-y-vivienda>.
- [63] Instituto Nacional de Estadísticas, “Resultados Censo 2017,” 2017, <http://resultados.censo2017.cl/Home/Download>.
- [64] Almarza, D. y Soto Olea, G., “Guía de evaluación inicial de Edificios para la instalación de Sistemas Fotovoltaicos,” 2016, <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://techossolares.minenergia.cl/wp-content/uploads/2017/04/Guia-de-evaluacion-inicial-de-edificios.pdf>.
- [65] Ministerio de Energía, “Explorador Solar,” 2017, <https://solar.minenergia.cl/inicio>.
- [66] Comisión Nacional de Energía, “Energía Abierta: Estadísticas Electricidad,” 2023, <http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/electricidad/>.
- [67] CENTRA, “Análisis y Herramientas para la Integración Eficiente de Recursos Energéticos Distribuidos en Chile,” rep. tec., 2021.
- [68] Ministerio de Energía, “Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos (FV),” 2020, https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/factsheet_idp_fv_2020.pdf.
- [69] Ministerio de Energía, “Sistemas De Almacenamiento Con Energía Solar Fotovoltaica En Chile,” 2020, <https://www.4echile.cl/proyectos/nama/>.
- [70] Mongird, K., Fotedar, V., Viswanathan, V., Koritarov, V., Balducci, P., Hadjerioua, B., y Alam, J., “Energy Storage Technology and Cost Characterization Report 2019,” Report, no. July, pp. 1–120, 2019, <https://energystorage.pnnl.gov/pdf/PNNL-28866.pdf>.
- [71] Servicio de Impuestos Internos, “Dólar observado,” 2022, https://www.sii.cl/valores_y_fechas/dolar/dolar2022.htm.
- [72] Sharma, P., Bojja, H., y Yemula, P., “Techno-economic analysis of off-grid rooftop solar PV system,” 2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems, ICPS 2016, no. ii, 2016, [doi:10.1109/ICPES.2016.7584208](https://doi.org/10.1109/ICPES.2016.7584208).
- [73] Ministerio de Energía, “Net Billing.”, https://autoconsumo.minenergia.cl/?page_id=245.
- [74] Ministerio de Energía; Gobierno de Chile, “Decreto 125: Aprueba reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional,” 2019, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1140253&idParte=10083690&idVersion=2019-12-20>.
- [75] Ministerio de Energía; Gobierno de Chile, “Decreto 113: Aprueba reglamento de servicios complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la ley general de servicios eléctricos,” 2019, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1129970>.
- [76] in - Data SpA, “Informe Final Uso de la Energía Hogares Chile 2018,” 2019, https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_caracterizacion_residencial_2018.pdf.
- [77] SAESA, G., “Memorias anuales SAESA,” 2022, <https://web.gruposaes.cl/inversionistas/memoria-anual>.

- [78] SAESA, “Pliegos tarifarios SAESA,” 2023, <https://www.gruposaes.cl/frontel/tarifas-variables>.
- [79] Comisión Nacional de Energía, “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SMMM,” 2021, https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/07/Res.Exta_.Nº234-Aprueba-ITF-Estudio-de-Costos-de-Falla-21.07.21.pdf.
- [80] Banco Estado, “Crédito Energías Limpias y Eficiencia Energética,” 2023, <https://www.bancoestado.cl/content/bancoestado-public/cl/es/home/home/productos-/mundo-verde/mundo-verde-personas---bancoestado-personas/credito-para-energias-limpias-y-eficiencia-energetica---bancoest.html#/>.
- [81] E2BIZ investigacion, “Proyección de la Generación Distribuida en los sectores residencial, comercial e industrial en Chile,” pp. 1–149, 2021, https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/e2biz-2021_proyeccion_de_generacion_distribuida.pdf.
- [82] Navarro, A., Recursos distribuidos. Material Docente de EL7055, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2022.

Anexos

Anexo A. Acrónimos

Tabla A.1: Lista de acrónimos.

Acrónimos	Significado
ACEN	Asociación Chilena de Comercializadores de Energía
ACERA	Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento
ADSM	<i>Automated Demand Side Management</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BT	Baja Tensión
BTM	<i>Behind-the-Meter</i>
CEN	<i>Coordinador Eléctrico Nacional</i>
CGE	Compañía General de Electricidad
CLP	Peso chileno
CNE	Comisión Nacional de Energía
CREST	<i>Centre for Renewable Energy Systems Technology</i>
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
DS	Decreto Supremo
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
EV	<i>Electric Vehicle</i>
FTM	<i>Front-the-Meter</i>
FV	Fotovoltaico
GD	Generación Distribuida
GEI	Gases de Efecto Invernadero
HEMS	<i>Home Energy Management Systems</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
IVA	<i>Impuesto al Valor Agregado</i>
NREL	National Renewable Energy Laboratory
P2P	<i>Peer-to-Peer</i>
PELP	Planificación Energética a Largo Plazo
PMG	Pequeño Medio de Generación
PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuida
PRI	Periodo de retorno de la inversión

SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SOC	<i>State of Charge</i>
SSCC	Servicios complementarios
ToU	<i>Time-of-Use</i>
USD	Dólar estadounidense
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
VAD	Valor Agregado de Distribución
VAN	Valor actual neto
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>

Anexo B. Datos adicionales

B.1. Factibilidad constructiva

Tabla B.1: Tipo de materiales usados en los techos de las casas. Fuente: Censo 2017.

Materiales	Código	Tipo
TEJAS O TEJUELAS DE ARCILLA, METÁLICAS, DE CEMENTO, DE MADERA, ASFÁLTICAS O PLÁSTICAS	Material 1	Factible
LOSA HORMIGÓN	Material 2	Factible
PLANCHAS METÁLICAS DE ZINC ,COBRE, ETC. O FIBROCEMENTO (tipo pizarreño)	Material 3	Infactible
FONOLITA O PLANCHA DE FIELTRO EMBREADO	Material 4	Infactible
PAJA, COIRÓN, TOTORA O CAÑA	Material 5	Infactible
MATERIALES PRECARIOS (lata, cartón, plástico, etc.)	Material 6	Infactible
SIN CUBIERTA SÓLIDA DEL TECHO	Material 7	Infactible
MATERIAL CUBIERTA DEL TECHO IGNORADO	Material 8	Infactible

Tabla B.2: Tipo de materiales usados en los techos de las casas. Fuente: Censo 2017.

Regiones	Material								Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	
Arica y Parinacota	18.653	18.056	23.450	913	156	1.162	285	643	63.318
Tarapacá	24.610	25.117	38.082	1.117	198	1.551	415	951	92.041
Antofagasta	48.062	36.060	74.675	1.260	290	1.654	305	1.937	164.243
Atacama	15.906	4.859	63.472	454	128	648	123	743	86.333
Coquimbo	53.376	11.210	167.185	1.024	66	669	176	1.599	235.305
Valparaíso	123.234	60.858	400.841	1.767	98	5.170	454	4.303	596.725
Metropolitana	569.478	451.070	1.115.908	4.296	186	4.143	1.072	17.381	2.163.534
Libertador General Bernardo O'Higgins	59.496	9.274	225.474	669	29	704	158	1.384	297.188
Maule	50.247	8.127	284.839	829	30	510	171	1.790	346.543
Ñuble	17.751	1.854	140.318	423	11	513	102	800	161.772
Biobío	68.878	25.012	398.522	1.268	29	2.470	282	2.454	498.915
La Araucanía	24.357	6.246	278.171	697	54	1.503	354	1.797	313.179
Los Ríos	9.957	881	112.125	243	11	2.871	150	828	127.066
Los Lagos	28.282	2.151	233.817	512	20	8.258	239	1.527	274.806
Aysen	2.600	82	31.295	30	5	213	8	172	34.405
Magallanes	7.185	758	43.329	178	6	1.328	18	266	53.068
Total	1.122.072	661.615	3.631.503	15.680	1.317	33.367	4.312	38.575	5.508.441

Tabla B.4: Flujo de caja caso SAIFI, escenario base.

	Año															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Melipenco Caso realidad reportada																
Escenario: Caso base																
Ingresos (+)		\$505.687	\$505.687	\$505.687	\$505.687	\$505.687	\$505.687	\$505.687	\$505.687	\$505.687	\$505.687	\$505.687	\$505.687	\$505.687	\$505.687	\$505.687
Ingresos por energía no suministrada (+)		\$90.610	\$90.610	\$90.610	\$90.610	\$90.610	\$90.610	\$90.610	\$90.610	\$90.610	\$90.610	\$90.610	\$90.610	\$90.610	\$90.610	\$90.610
Costos de operación (-)			-\$51.436	-\$51.436	-\$51.436	-\$51.436	-\$51.436	-\$51.436	-\$51.436	-\$51.436	-\$51.436	-\$51.436	-\$51.436	-\$51.436	-\$51.436	-\$51.436
Intereses (-)			-\$390.600	-\$334.800	-\$279.000	-\$223.200	-\$167.400	-\$111.600	-\$55.800							
Pérdidas del ejercicio anterior (-)																
Utilidad Antes de Impuestos (UAI)		\$98.460	\$154.260	\$210.060	\$265.860	\$321.660	\$377.460	\$433.260	\$489.060	\$544.860						
Impuesto 20% (-)			-\$19.692	-\$42.012	-\$53.172	-\$64.332	-\$75.492	-\$86.652	-\$97.812	-\$108.972	-\$108.972	-\$108.972	-\$108.972	-\$108.972	-\$108.972	-\$108.972
Utilidad Después de Impuestos (UDI)		\$78.768	\$123.408	\$168.048	\$212.688	\$257.328	\$301.968	\$346.608	\$391.248	\$435.888						
Pérdidas del ejercicio anterior (+)																
Flujo de caja operacional		\$78.768	\$123.408	\$168.048	\$212.688	\$257.328	\$301.968	\$346.608	\$391.248	\$435.888						
Inversión (-)																
Préstamo (+)																
Amortización préstamo (-)			-\$375.000	-\$375.000	-\$375.000	-\$375.000	-\$375.000	-\$375.000	-\$375.000	-\$375.000	-\$375.000	-\$375.000	-\$375.000	-\$375.000	-\$375.000	-\$375.000
Flujo de caja de capitales		\$502.927	-\$375.000	\$0												
VAN		\$718.200														