



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

**ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE GESTIÓN DE DEMANDA DE VEHÍCULOS
ELÉCTRICOS PARA PROVEER FLEXIBILIDAD AL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

GABRIEL ALEJANDRO CANALES ZAMUDIO

PROFESORA GUÍA:
ÁNGELA FLORES QUIROZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO MORENO VIEYRA
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE
2023

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE: INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: GABRIEL ALEJANDRO CANALES ZAMUDIO
FECHA: 2023
PROFESORA GUÍA: ÁNGELA FLORES QUIROZ

ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE GESTIÓN DE DEMANDA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS PARA PROVEER FLEXIBILIDAD AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Para contribuir a enfrentar la crisis climática, Chile se ha planteado ambiciosas metas de descarbonización para las siguientes décadas, tanto en el sector eléctrico como en el sector transporte. En relación a este último sector, se proyectan cerca de 5.000.000 de vehículos eléctricos en el parque vehicular privado de nuestro país para el año 2050. Esto puede significar desafíos técnicos importantes para la operación del sistema eléctrico, como también presenta una oportunidad si los vehículos eléctricos se operan de forma inteligente. El objetivo de esta memoria es evaluar la capacidad de los vehículos eléctricos para proveer flexibilidad al Sistema Eléctrico Nacional, mediante la gestión inteligente de su demanda.

La metodología del estudio contempló el desarrollo de un modelo de operación de vehículos eléctricos en sistemas eléctricos de potencia (SEP), específicamente el Sistema Eléctrico Nacional, donde el modelo utiliza la estrategia de optimización programación lineal entera mixta, minimizando los costos totales de operación del sistema. Se definieron escenarios de penetración futura de vehículos eléctricos, basándose en fuentes del sector público y privado. Luego, se indagó y estudió el comportamiento y patrones de viajes de las personas en Chile, con lo que se definieron los perfiles de uso de los vehículos eléctricos. Así mismo, se copiaron todos los datos de entrada necesarios para el modelo y se realizaron las simulaciones de los distintos escenarios, obteniendo resultados para cada caso. Con esto, se calcularon las métricas de flexibilidad seleccionadas, para así evaluar el impacto de la operación flexible de los vehículos eléctricos en la flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Los resultados obtenidos de las simulaciones indicaron que, la operación flexible de los vehículos eléctricos, aporta flexibilidad al sistema, pudiendo disminuir hasta en un 97,24 % los costos totales y un 71,08 % la demanda punta del sistema. Además, se demostró que los vehículos eléctricos flexibles pueden aportar a disminuir los costos marginales del sistema y evitar el desprendimiento de carga. Por último, se evidenciaron los beneficios de la existencia de una red de cargadores públicos y en lugares de trabajo con capacidad *Voltage-to-Grid* (V2G), con los que se puede lograr una disminución de hasta 5 veces en los costos de operación, respecto al caso base (sin flexibilidad), mientras que con solo cargadores en los domicilios, se podría obtener una disminución de solo 2 veces respecto al caso base.

*A mi papá, mi mamá, mi hermana,
mis hermanos y a mi yo del pasado.*

Gracias

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi papá y mi mamá, por su apoyo incondicional en mi proceso de estudio, el cual no estuvo exento de dificultades, tanto académicas como de la vida. Debo darles las gracias por hacer lo posible, y muchas veces lo imposible, para que pudiese estudiar sin que me falte un plato de comida, un techo, un escritorio, un cuaderno y un lápiz, permitiéndome estar enfocado principalmente en mis estudios. Los más de 36 años que llevan cargando en sus espaldas la responsabilidad de formar y darles educación a 4 jóvenes íntegros han dado sus frutos, y con la entrega de este trabajo, ya pueden finalmente dar la tarea por terminada, con total éxito. Muchas gracias por darlo todo para que tengamos las oportunidades que ustedes no tuvieron. Estoy orgulloso de ustedes, y ustedes también deberían estarlo.

Además, este camino hubiese sido muchísimo más complejo si no fuera por la ayuda de mis hermanos: María José, Felipe y Juan Pablo. Mis hermanos mayores siempre fueron una inspiración para mí, y lo siguen siendo. Ellos me mostraron lo que con esfuerzo y ganas se puede lograr, al igual que mis padres, inculcándome y motivándome a siempre hacer las cosas bien, dar lo mejor de mí y ser una persona correcta. Gracias por ayudarme cuando lo necesité, siempre pude contar con ustedes en este proceso, comprendiéndome y dándome algún consejo cuando lo necesitaba. Finalmente, me tocará pagar el piso.

Obviamente, quiero agradecer a todas mis amistades. Los *KRInc*, mis amistades más antiguas, con los que pude siempre contar para sacarme unas risas, carretear, jugar un lolcito, o simplemente desahogarme y conversar un rato en discord después de una día complejo. Los quiero caleta cabros. Luego, a mis amigos que hice en la Universidad: Jo, Álvaro, Bryan, Sebita, Camilito. Gracias por ayudarme a entender la materia cuando no cachaba, por explicarme algo 5 minutos antes de entrar a Control, por hacer mucho más amenas esos estresantes días y tardes de estudio (Si SEP, me refiero a ti especialmente), por mostrarme el camino que debía seguir, y especialmente, por ser una buena influencia. Mención honrosa para la Ro (obvio que no me olvidé de ti), quien fue mi amiga desde el primer ramo en que nos vimos forzados a conocer gente, un pésimo ramo, pero que agradezco infinitamente por haber conocido a esta persona, mi amistad más cercana en la Universidad. Atravesamos juntos Plan Común, para luego terminar sufriendo ambos en Eléctrica e irnos a Potencia, unos masoquistas. Gracias por el apaño, por la comprensión y por todo lo que dije arriba. Estoy seguro que seremos increíbles profesionales, al igual que todas mis amistades universitarias.

Por último, pero no menos importante, agradecer a la profesora Ángela por su apoyo en la realización de este trabajo, por confiar en mí al darme el tema y por aguantar tanto correo que le mandé. Espero haber estado a la altura de las expectativas.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
2. Marco Teórico y Estado del Arte	3
2.1. Antecedentes	3
2.1.1. Cambio climático y compromisos nacionales	3
2.1.2. Política Energética Nacional y Estrategia de Electromovilidad	4
2.1.3. Proyecciones de integración de vehículos eléctricos en Chile y el mundo	5
2.1.4. Vehículos Eléctricos	7
2.2. Marco Teórico	10
2.2.1. Operación de sistemas eléctricos	10
2.2.2. Modelo de despacho y predespacho	11
2.2.2.1. Despacho económico	12
2.2.2.2. Predespacho	13
2.2.3. Coordinación hidrotérmica	15
2.3. Estado del Arte	17
2.3.1. Operación de vehículos eléctricos	17
2.3.2. Planificación de la operación de vehículos eléctricos	18
2.3.2.1. Optimización de carga y descarga de vehículos eléctricos para la minimización de costos de usuarios	19
2.3.2.2. Optimización conjunta de la operación de vehículos eléctricos y del sistema eléctrico para minimizar los costos totales del sistema	22
2.3.3. Métricas de flexibilidad de sistemas eléctricos de potencia	26
2.3.4. Métricas Peak power reduction y Peak power reduction percentage	26
2.3.5. Métrica Flexibility Factor	27
2.3.6. Métrica Capacity of ADR	27
2.3.7. Métrica Efficiency of ADR	27
2.3.8. Métrica Power shifting capability	28
2.3.9. Métrica Flexibility Index	28
2.3.10. Métricas Power Payback Ratio	28
3. Modelamiento de VEB para la planificación de la operación de sistemas de potencia	31

3.1.	Metodología	31
3.2.	Modelamiento de operación de VEB en SEP	33
3.2.1.	Restricciones de operación de VEB	33
3.2.2.	Modelamiento de planificación de la operación en SEP	35
3.2.2.1.	Variables de operación	35
3.2.2.2.	Parámetros	36
3.2.2.3.	Conjuntos	37
3.2.2.4.	Función Objetivo	38
3.2.3.	Restricciones de la operación del SEP	39
3.2.3.1.	Restricciones del sistema	39
3.2.3.2.	Restricciones de líneas de transmisión	40
3.2.3.3.	Restricciones de generadores térmicos	40
3.2.3.4.	Restricciones de generadores hidráulicos	41
3.2.3.5.	Restricciones de generadores ERNC sin almacenamiento	41
3.2.3.6.	Restricciones de centrales CSP	42
3.2.3.7.	Restricciones de sistemas de almacenamiento de energía	42
3.2.3.8.	Restricciones de embalses	42
3.2.3.9.	Restricciones de operación VEB	43
4.	Definición de escenarios de penetración de VEB	44
4.1.	Escenarios de penetración de VEB	44
4.2.	Comportamiento de carga de VEB sin incentivos	45
4.3.	Definición de requerimientos energéticos de los VEB	45
4.4.	Definición de perfil de conexión a la red	48
4.5.	Perfil de potencia carga para vehículos inflexibles	51
4.6.	Parámetros de VEB	52
5.	Casos de estudio y resultados	54
5.1.	Casos de estudio	54
5.1.1.	Base de datos para simulación de SEP	55
5.1.2.	Topología del sistema y localización de los VEB	55
5.2.	Resultados	57
5.2.1.	Caso de estudio 2030	57
5.2.2.	Caso de estudio 2050	63
5.2.2.1.	Escenario de penetración conservador	63
5.2.2.2.	Escenario de penetración moderado	69
5.2.3.	Síntesis de resultados	76
6.	Conclusiones y trabajo futuro	77
	Bibliografía	79
	Anexos	83
A.	Catálogo EV Plataforma Electromovilidad	83
B.	Resultados	85
B.1.	Caso estudio 2030	85
B.2.	Caso de estudio 2050	88
B.2.1.	Escenario de penetración conservador	88

B.3. Escenario de penetración moderado	91
--	----

Índice de Tablas

2.1.	Resumen de literatura revisada, enfocada en la minimización de costos de usuarios.	19
2.2.	Resumen de literatura revisada, enfocada en la minimización de costos totales del sistema.	23
2.3.	Resumen de métricas de flexibilidad revisadas.	30
4.1.	Proyecciones de penetración de EV, de diversas fuentes, para el año 2030 y 2050.	44
4.2.	Escenarios de penetración de VEB en el parque vehicular de Chile para los años 2030 y 2050, en cantidad de vehículos.	45
4.3.	Distancias recorridas promedio anualmente para automóviles y <i>station wagon</i> .	46
4.4.	Promedio de especificaciones técnicas de VEB comercializados en Chile.	46
4.5.	Requerimiento energético diario de los VEB, por región.	47
4.6.	Parámetros de VEB para la simulación, indicando sus valores y unidades respectivas.	53
5.1.	Resumen de resultados de costos del sistema, desprendimiento de carga, recorte de generación de energía renovable y <i>Flexibility Index</i> , para diferentes porcentajes de VEB flexibles y perfiles de carga, año 2030.	62
5.2.	Resultados para el indicador de flexibilidad Peak Power Reduction Percentage, en el caso de estudio del año 2030, para diferentes cantidad de VEB flexibles y perfiles de carga, calculados para 4 días representativos.	62
5.3.	Resumen de resultados de costos del sistema, desprendimiento de carga, recorte de generación de energía renovable y Flexibility Index, para diferentes porcentajes de VEB flexibles y perfiles de carga, año 2050 con 3 millones de VEB.	68
5.4.	Resultados para el indicador de flexibilidad Peak Power Reduction Percentage, en el caso de estudio del año 2050 con 3 millones de VEB, para diferentes cantidad de VEB flexibles y perfiles de carga, calculados para 4 días representativos.	69
5.5.	Resumen de resultados de costos del sistema, desprendimiento de carga, recorte de generación de energía renovable y Flexibility Index, para diferentes porcentajes de VEB flexibles y perfiles de carga, año 2050 con 5 millones de VEB.	75
5.6.	Resultados para el indicador de flexibilidad Peak Power Reduction Percentage en el caso de estudio del año 2050 con 5 millones de VEB, para diferentes cantidad de VEB flexibles y perfiles de carga, calculados para 4 días representativos.	76
A.1.	Parte I de lista de VEBs, elaborada con el Catálogo de EV, Plataforma de Electromovilidad.	83
A.2.	Parte II de lista de VEBs, elaborada con el Catálogo de EV, Plataforma de Electromovilidad.	84

Índice de Ilustraciones

2.1.	Proyección del parque de vehículos livianos en [%] [5].	6
2.2.	<i>Stock</i> global de vehículos eléctricos, por tipo y escenario, entre 2021 y 2030. PLDVs = vehículos ligeros de pasajeros; BEV = vehículo eléctrico de batería; LCV = vehículos comerciales ligeros; PHEV = vehículo eléctrico híbrido enchufable. La Figura no incluye vehículos eléctricos de dos/tres ruedas [13].	6
2.3.	Ventas globales de vehículos eléctricos (VE) por escenario, entre los años 2021 y 2030. PHEV = vehículo eléctrico híbrido enchufable. Cuota de ventas de VE = cuota de vehículos eléctricos (BEV+PHEV) sobre las ventas totales de vehículos. Cuota de PHEV en VEs = participación en las ventas de PHEV de las ventas de vehículos eléctricos (BEV+PHEV) [13]	7
2.4.	Esquema de carga de un vehículo eléctrico de batería, con sus componentes eléctricos internos [7].	9
2.5.	Tipos de Modelamiento de Electricidad: diferentes tipos de modelos cubre periodos de tiempo que se superponen desde los milisegundos a los años, pero con una compensación en el nivel factible de detalle a modelar [23].	11
2.6.	Ejemplos de curvas convexas de costes de generación, continua y lineal a tramos [25].	12
3.1.	Diagrama de flujo de la metodología definida.	32
4.1.	Requerimiento energético para viajes de un VEB en la Región Metropolitana, los cuales consumen diariamente 7.94 [kWh] en promedio.	48
4.2.	Distribución diaria de inicio de viajes, día laboral, Región Metropolitana.	49
4.3.	Distribución diaria de finalización de viajes, día laboral, Región Metropolitana.	49
4.4.	Perfil de conexión a la red, asumiendo que se conecta solo cuando el usuario está en el domicilio.	50
4.5.	Perfil de conexión a la red, asumiendo que se conecta cada vez que el usuario está estacionado.	51
4.6.	Perfil de potencia de carga, para abastecer el requerimiento de energía de viajes de un VEB inflexible en la Región Metropolitana, los cuales consumen diariamente 7.94 [kWh] en promedio.	52
5.1.	Topología del sistema modelado, indicando las barras donde se conectan los VEB.*Los ESS son considerados solo en el caso de estudio del año 2050.	56
5.2.	Generación de energía anual 2030, por tipo de tecnología y para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Domicilio.	57
5.3.	Generación de energía anual 2030, por tipo de tecnología y para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Estacionado.	58
5.4.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2030, por tipo de tecnología, para caso base inflexible.	58

5.5.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2030, por tipo de tecnología, para caso 100 % flexible con perfil de carga domicilio.	59
5.6.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2030, por tipo de tecnología, para caso 100 % flexible con perfil de carga estacionado.	59
5.7.	Operación de VEB en el sistema, comparando caso base con perfil de carga domicilio y estacionado, para 100 % de VEB flexibles, año 2030.	60
5.8.	Costos marginales del sistema para el caso base inflexible, caso con perfil de carga estacionado y caso con perfil de carga domicilio, para 100 % de VEB flexibles, año 2030.	61
5.9.	Generación de energía anual 2050, por tipo de tecnología y para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Domicilio, con 3 millones de VEB en el sistema.	63
5.10.	Generación de energía anual 2050, por tipo de tecnología y para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Estacionado, con 3 millones de VEB en el sistema.	64
5.11.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso base inflexible con 3 millones de VEB.	64
5.12.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 100 % flexible con perfil de carga domicilio y 3 millones de VEB.	65
5.13.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 100 % flexible con perfil de carga estacionado y 3 millones de VEB.	65
5.14.	Operación de VEB en el sistema, comparando caso base con perfil de carga domicilio y estacionado, para 100 % de VEB flexibles, año 2050 con 3 millones de VEB.	66
5.15.	Costos marginales del sistema para el caso base inflexible, caso con perfil de carga estacionado y caso con perfil de carga domicilio, para 100 % de VEB flexibles, año 2050 y 3 millones de VEB.	67
5.16.	Generación de energía anual 2050 para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Domicilio.	70
5.17.	Generación de energía anual 2050 para diferentes porcentajes de VEB flexibles, con uso de perfil de carga Estacionado.	70
5.18.	Generación de energía anual 2050, por tipo de tecnología y para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Domicilio, con 5 millones de VEB en el sistema.	71
5.19.	Generación de energía anual 2050, por tipo de tecnología y para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Estacionado, con 5 millones de VEB en el sistema.	71
5.20.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso base inflexible con 5 millones de VEB.	72
5.21.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 100 % flexible con perfil de carga domicilio y 5 millones de VEB.	73
5.22.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 100 % flexible con perfil de carga estacionado y 5 millones de VEB.	73

5.23.	Costos marginales del sistema para el caso base inflexible, caso con perfil de carga estacionado y caso con perfil de carga domicilio, para 100 % de VEB flexibles, año 2050 y 5 millones de VEB.	74
B.1.	Generación de energía anual 2030 para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Domicilio.	85
B.2.	Generación de energía anual 2030 para diferentes porcentajes de VEB flexibles, con uso de perfil de carga Estacionado.	85
B.3.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2030, por tipo de tecnología, para caso 50 % flexible con perfil de carga domicilio.	86
B.4.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2030, por tipo de tecnología, para caso 50 % flexible con perfil de carga estacionado.	86
B.5.	Costos marginales del sistema para el caso base inflexible, caso con perfil de carga estacionado y caso con perfil de carga domicilio, para 50 % de VEB flexibles, año 2030.	87
B.6.	Generación de energía anual 2050 para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Domicilio y 3 millones de VEBs.	88
B.7.	Generación de energía anual 2050 para diferentes porcentajes de VEB flexibles, con uso de perfil de carga Estacionado y 3 millones de VEBs.	88
B.8.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 50 % flexible con perfil de carga domicilio, con 3 millones de VEB.	89
B.9.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 50 % flexible con perfil de carga estacionado, con 3 millones de VEB.	89
B.10.	Costos marginales del sistema para el caso base inflexible, caso con perfil de carga estacionado y caso con perfil de carga domicilio, para 50 % de VEB flexibles, año 2050 y con 3 millones de VEB.	90
B.11.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 50 % flexible con perfil de carga domicilio, con 5 millones de VEB.	91
B.12.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 50 % flexible con perfil de carga estacionado, con 5 millones de VEB.	91
B.13.	Costos marginales del sistema para el caso base inflexible, caso con perfil de carga estacionado y caso con perfil de carga domicilio, para 50 % de VEB flexibles, año 2050 y con 5 millones de VEB.	92

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El mundo se encuentra frente a una crisis climática, donde en el último informe de la *IPCC* [1] se reportó que las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) netas han continuado aumentando entre los años 2010 y 2019. Para hacer frente a esta crisis, diversos países firmaron el Acuerdo de París [2] el año 2015, con la meta de limitar el aumento de temperatura para este siglo a solo 2 [°C] e incluso intentar que este aumento sea de solo 1,5 [°C]. Chile firmó en 2016 el Acuerdo de París, el que luego fue ratificado por el Congreso en el año 2017 [3].

En Chile, el sector de energía es responsable del 77 % de las emisiones de GEI del país [4], donde el 37 % del consumo energético corresponde al sector de transporte, el cual produce el 25,5 % emisiones de GEI de Chile. Esto se debe a que el sector transporte obtiene más del 99 % de su energía a través de fuentes fósiles importadas [5]. Para contribuir a enfrentar la crisis climática, el país se ha planteado ambiciosas metas de descarbonización para las siguientes décadas, tanto en el sector eléctrico como en el sector transporte. En este contexto, Chile se encuentra en un proceso de transición energética, pasando de usar como fuente de energía combustibles fósiles contaminantes, a fuentes de energía que son renovables y sin emisiones. Para lograr una transición exitosa, segura y alineada con el contexto país, se ha visto la necesidad de diseñar políticas de largo plazo y planificar el desarrollo del sistema eléctrico, mediante la Política Energética Nacional 2050.

En la Política Energética Nacional 2050 [4], se plantean las metas de descarbonización del sector energía, abarcando el sector eléctrico y transporte. En el caso del sector eléctrico, se espera una penetración de generación de energía en base a fuentes renovables de un 80 % al año 2030 y 100 % al año 2050, alcanzando la carbono neutralidad para esta última fecha. En cuanto al sector transporte, a mediano plazo el objetivo es que al año 2035 el 100 % de la venta de vehículos livianos y medianos, y las nuevas adiciones de transporte público sean cero emisiones. En cuanto al largo plazo, se espera que al año 2040 el 100 % de los vehículos de transporte público sean vehículos eléctricos, y que al 2050 al menos el 60 % de vehículos particulares y comerciales sean vehículos cero emisiones.

A raíz de esto, se generó la Estrategia Nacional de Electromovilidad [5], en la cual se proponen metas alineadas con la Política Energética Nacional 2050. Una de las metas a corto

plazo, propuesta el año 2017, fue aumentar en 10 veces la cantidad de vehículos eléctricos en Chile al año 2022. En marzo del presente año se cumplió la meta planteada e incluso ha sido sobrepasada [6]. Por último, a largo plazo, se tiene como objetivo que el 40% de los vehículos particulares sean cero emisiones al año 2050, lo cual significaría más de 5 millones de vehículos eléctricos circulando en Chile. No solamente en nuestro país se han anunciado metas de electrificación del transporte, sino que en más de 20 países, como China, Canadá, Reino Unido, Unión Europea, entre otros.

Por una parte, una alta penetración de vehículos eléctricos puede significar desafíos técnicos importantes para la operación del sistema eléctrico de potencia (SEP), como incrementos del perfil de carga durante horas *peak* [7]. Por otro lado, una operación inteligente de los vehículos eléctricos genera una oportunidad para proveer servicios de flexibilidad al Sistema Eléctrico Nacional, los cuales si están conectados y no en uso, pueden proveer de energía a la red en los momentos de mayor demanda. De esta forma, se podría mejorar la flexibilidad del sistema, controlando la energía almacenada en las baterías gracias al uso de tecnología *Vehicle-to-Grid* [7]. Frente a la transición dominada por fuentes de energía renovable variable e impredecible, los vehículos eléctricos se presentan como una solución emergente a su intermitencia [7], por lo que es necesario estudiar el impacto de los vehículos eléctricos en la operación del sistema eléctrico, como también resulta útil evaluar los beneficios y aportes a la flexibilidad que estos pueden ofrecer al sistema.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

En base a lo mencionado anteriormente, el objetivo general de esta memoria es *evaluar la capacidad de los vehículos eléctricos para proveer flexibilidad al Sistema Eléctrico Nacional mediante la gestión inteligente de su demanda.*

Para llevar a cabo la evaluación, se cuantificará el impacto de diversas estrategias de operación de vehículos eléctricos en métricas de flexibilidad del sistema propuestas en la literatura, mediante el uso de un modelo de operación del Sistema Eléctrico Nacional que integre vehículos eléctricos.

1.2.2. Objetivos específicos

Se han planteado objetivos específicos, los cuales son los siguientes:

1. Desarrollar un modelo de operación de vehículos eléctricos e integrarlo a un modelo de planificación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional.
2. Generar escenarios de penetración de vehículos eléctricos en el Sistema Eléctrico Nacional para el año 2050.
3. Seleccionar métricas de flexibilidad de sistemas eléctricos propuestas en la literatura.
4. Evaluar el impacto de diversos modos de operación de vehículos eléctricos en el Sistema Eléctrico Nacional utilizando métricas de flexibilidad propuestas en la literatura.

Capítulo 2

Marco Teórico y Estado del Arte

2.1. Antecedentes

2.1.1. Cambio climático y compromisos nacionales

El Acuerdo de París, llevado a cabo el 12 de diciembre del 2015, establece objetivos a largo plazo como guía para todas las naciones en el contexto de la crisis climática. Algunos de estos objetivos son limitar el aumento de la temperatura global en este siglo a 2 [°C] y esforzarse para limitar este aumento a tan solo el 1,5 [°C], revisar compromisos de los países cada cinco años y el ofrecimiento de financiación a países en vías de desarrollo para que estos puedan mitigar el cambio climático, fortalecer su resiliencia y mejorar su capacidad de adaptación a los impactos del cambio climático [2]. Chile es una de las 193 partes que firmaron el Acuerdo de París, firmando el 20 de septiembre de 2016, siendo ratificado posteriormente el año 2017.

En el Artículo 3° del Acuerdo de París [3], se exige que los países comuniquen los esfuerzos que realizarán para lograr los objetivos planteados en este mismo documento. Esto se lleva a cabo a través de las llamadas Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), las cuales son compromisos voluntarios de los países con el objetivo de reducir la emisión de GEI [8]. La contribución actual de Chile es del año 2020 [9], la cual establece como misión y visión del país la neutralidad de emisiones GEI al año 2050, por razones tanto climáticas como por sus impactos económicos, ambientales y sociales, en la cual se proyecta una disminución de emisiones de GEI del 30 % comparado al año 2016, si se cumplen los compromisos propuestos [9].

La NDC fue realizada de forma paralela con el Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático para Chile, con el objetivo de alinear los compromisos internacionales en cuanto al cambio climático con los instrumentos que propone este [9]. También, en la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP) se explica que este instrumento define los lineamientos generales de largo plazo que seguirá el país de manera transversal e integrada, estableciendo cómo se logrará el cumplimiento del objetivo del Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático, siendo la Contribución Determinada a Nivel Nacional la meta intermedia en ese camino [10].

Por otro lado, en la ECLP se hace un esfuerzo para identificar las diferentes fuentes de emisiones de GEI, revisando las contribuciones sectoriales del país, donde emerge como un

tema transversal de la estrategia la transición de los sectores productivos para que alcancen la carbono neutralidad, definiendo metas de mitigación para cada sector [10]. De esta forma, se identifica al sector energía como actor principal para alcanzar la carbono neutralidad en Chile al 2050, dado que es la mayor fuente de emisiones de GEI, alcanzando un 77% de las emisiones de GEI del año 2018, pero a su vez, es el sector que tiene mayor potencial de disminuir sus emisiones [10].

Si bien existe la NDC y la ECLP, la Ley Marco de Cambio Climático para Chile es la materialización legal de estos compromisos y metas planteadas. Los objetivos del proyecto ley mencionado están alineados a la NDC y la ECLP en cuanto a los compromisos medioambientales [11]. Además, definen la NDC y la ECLP como algunos de los instrumentos y herramientas para cumplir los objetivos planteados [11].

2.1.2. Política Energética Nacional y Estrategia de Electromovilidad

Del total de emisiones de GEI en Chile, el 77% corresponde a emisiones del sector energía. De toda la energía consumida en el país, el sector transporte consume el 37% de la energía total, lo que se traduce en un 25,5% del total emisiones de GEI del Chile [5]. Esto ocurre debido a que el 99% del consumo energético del sector transporte viene de combustibles fósiles importados, una fuente emisora de GEI. Esto no es lejano a lo que se aprecia a nivel mundial, donde el 31,9% de la energía consumida en el mundo proviene del sector transporte, la cual es abastecida en un 92,2% por derivados del petróleo [5].

Con estos antecedentes, y basadas en iniciativas como el Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático para Chile, la NDC y la ECLP, surgen otras estrategias y políticas específicas a cada sector. Por un lado, en el sector energía, se tiene la Política Energética Nacional 2050 (PEN) [4], con su primera versión publicada el año 2015 y luego siendo actualizada el año 2021. Esta es una política de transición energética para el país, la cual busca dar directrices y orientación a los objetivos planteados en las estrategias ya mencionadas, planificando el desarrollo del sector energético [4].

La PEN actualizada propone 18 objetivos generales, los cuales definen los compromisos de la política pública y del Estado. El primer objetivo es *Energía sin emisiones*, el cual busca alcanzar una matriz energética sustentable, resiliente, flexible y baja en emisiones de GEI, que cumpla la meta de carbono neutralidad del país y sus compromisos internacionales [4]. Para cumplir este objetivo general, se plantean varias metas, siendo las relacionadas a la generación de energía [4] las siguientes :

- Alcanzar una penetración de generación de energía con fuentes renovables del 80% al año 2030
- Alcanzar una penetración de generación de energía con fuentes renovables del 100% al año 2050

Otro objetivo general de la PEN es el *Transporte sustentable*, el cual busca incorporar vehículos, tecnologías y combustibles cero emisiones, en todos los tipos de transporte, asegu-

rándose de contar con la infraestructura necesaria [4]. Para lograr este objetivo general, en la PEN se definen las siguientes metas en cuanto a la venta de vehículos y sus emisiones:

- Para el año 2035, el 100 % de la venta de vehículos livianos y medianos nuevos, y las nuevas incorporaciones al transporte público, sean vehículos cero emisiones.
- Para el año 2040, el 100 % del parque de buses y taxis sean vehículos cero emisiones
- Para el año 2050, el 60 % del parque vehicular privado y comercial sean vehículos cero emisiones.

En relación al sector transporte, además de la ECLP y la PEN, existe la Estrategia Nacional de Electromovilidad [5], con su primera edición el año 2017, para luego ser actualizada el año 2022. Una de las razones para la creación de esta estrategia, es el gran potencial que tiene el sector transporte para disminuir las emisiones de GEI. Se estima que, para alcanzar la carbono neutralidad al 2050, el sector transporte será responsable de un 20 % de la reducción de emisiones relacionadas al sector energía [5]. El objetivo general de esta estrategia es plantear ejes estratégicos, medidas y metas que permitan el desarrollo del transporte eléctrico en nuestro país, como también exponer los beneficios económicos y productivos de la electromovilidad [5].

En cuanto a las metas propuestos en la Estrategia Nacional de Electromovilidad, estas están alineadas a los objetivos de la PEN en relación al transporte [5], añadiendo en este documento nuevas metas del sector transporte [5], como:

- El 100 % de ventas de transporte terrestre de carga y buses interurbanos sean vehículos cero emisiones al año 2045.
- El 100 % de la venta de maquinaria (minera, forestal, construcción y agrícola) de más de 560 [kW] de potencia sea cero emisiones a partir del 2035.
- La venta de maquinaria de más de 19 [kW] sea cero emisiones a partir de 2040.

2.1.3. Proyecciones de integración de vehículos eléctricos en Chile y el mundo

En la Estrategia Nacional de Electromovilidad también se mencionan oportunidades y proyecciones. Una de las proyecciones para Chile tiene relación con el parque vehicular, la cual se aprecia en la Figura 2.1, donde se observa que a partir del año 2030 se ve una tendencia importante al alza de vehículos eléctricos, alcanzando casi el 50 % en 2040 y un 60 % el 2050. Por otro lado, según un reporte del Coordinador Eléctrico Nacional [12], se estima que al año 2040 habrán un millón de vehículos livianos eléctricos en circulación, lo que implica un consumo estimado de energía de 1,9 [TWh].

En cuanto a las proyecciones globales de vehículos eléctricos, en el reporte *Global EV Outlook 2022* [13], se tienen proyecciones del *stock* mundial de vehículos eléctricos al 2030 en 3 diferentes escenarios, como se ve en la Figura 2.2, donde se aprecia un aumento exponencial para los diferentes casos.

Desarrollo de la electromovilidad

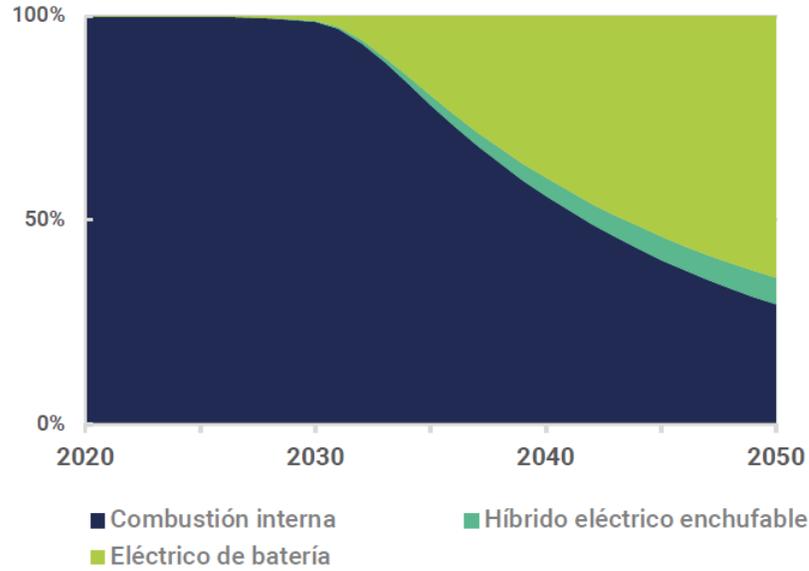


Figura 2.1: Proyección del parque de vehículos livianos en [%] [5].

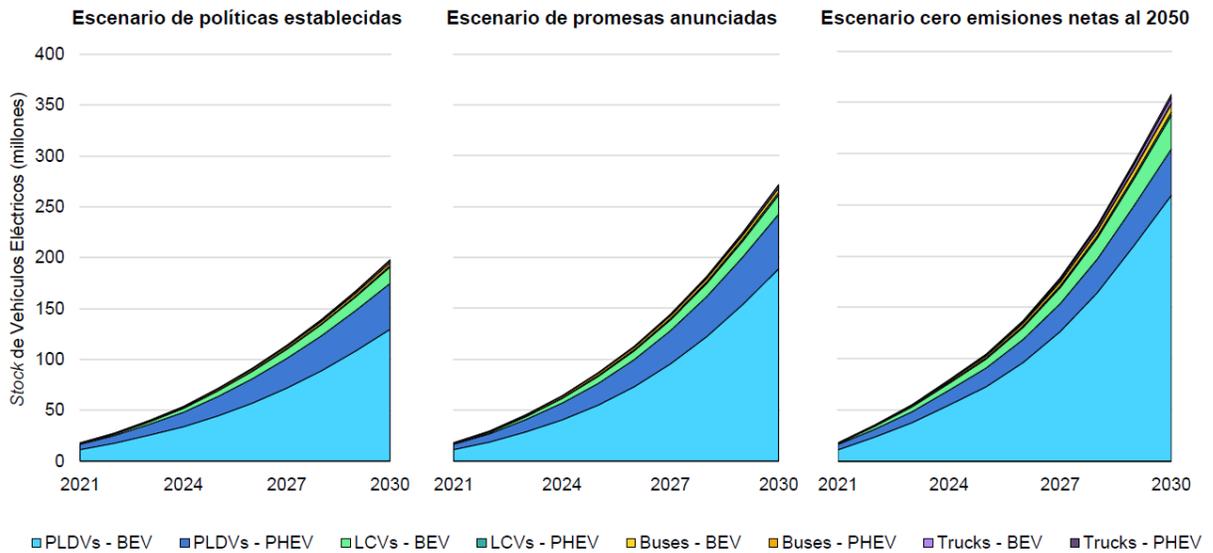


Figura 2.2: *Stock* global de vehículos eléctricos, por tipo y escenario, entre 2021 y 2030. PLDVs = vehículos ligeros de pasajeros; BEV = vehículo eléctrico de batería; LCV = vehículos comerciales ligeros; PHEV = vehículo eléctrico híbrido enchufable. La Figura no incluye vehículos eléctricos de dos/tres ruedas [13].

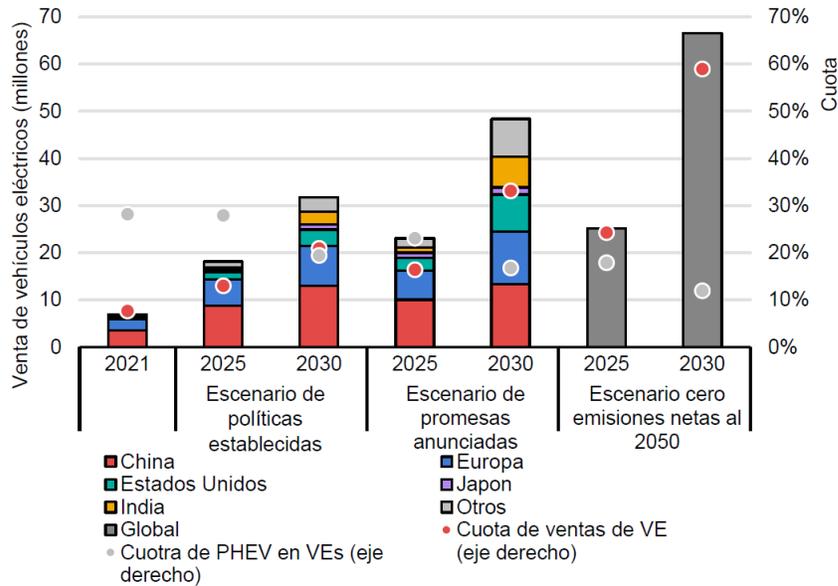


Figura 2.3: Ventas globales de vehículos eléctricos (VE) por escenario, entre los años 2021 y 2030. PHEV = vehículo eléctrico híbrido enchufable. Cuota de ventas de VE = cuota de vehículos eléctricos (BEV+PHEV) sobre las ventas totales de vehículos. Cuota de PHEV en VEs = participación en las ventas de PHEV de las ventas de vehículos eléctricos (BEV+PHEV) [13]

En [13] también se presentan proyecciones de ventas de vehículos eléctricos a nivel mundial, como se ve en la Figura 2.3, donde se aprecia las ventas de vehículos eléctricos proyectadas entre 2021 y 2030, en millones de vehículos y en la cuota de mercado que representan del total de mercado de vehículos de carretera. Se observa una diferencia notoria de la cuota de mercado que toman los vehículos eléctricos al año 2030, dependiendo del escenario, donde en comparación a las proyecciones con las políticas actuales (20%), se multiplica en 1,5 veces en el escenario de las promesas anunciadas (30%) y en 3 veces en el escenario de carbono neutralidad al 2050 (60%). Se observa el efecto opuesto en el caso de la cuota los vehículos eléctricos híbridos enchufables en la cuota de vehículos eléctricos al 2030, pasando de 20% con las políticas actuales, a 15% con las promesas anunciadas y 10% en caso de cero emisiones netas al 2050 [13].

Considerando las proyecciones presentadas anteriormente, es necesario entender el impacto de una alta penetración de vehículos eléctricos en el SEN. Por una parte, esta alta penetración puede significar desafíos técnicos importantes en la operación del sistema eléctrico. Por otro lado, una gran cantidad de vehículos eléctricos a batería pueden presentar una oportunidad de ofrecer servicios de flexibilidad al SEN, como también pueden aportar en los problemas de variabilidad e incertidumbre que traerá la transición a la generación de energía en base a fuentes renovables.

2.1.4. Vehículos Eléctricos

Se espera que los vehículos eléctricos jueguen un rol significativo en la integración a gran escala de fuentes de energía renovable a las redes eléctricas, guardando energía en los *peaks*

de generación y entregándola al sistema durante los *peak* de demanda [14]. Por otro lado, si los vehículos eléctricos son gestionados inapropiadamente y de mala forma, estos podrían afectar negativamente el suministro de electricidad con el aumento de la demanda *peak*. Para manejar estos posibles eventos negativos, los vehículos eléctricos se deben programar con una planificación apropiada y una estrategia de gestión óptima. Es interesante mencionar que la forma de abordar la gestión de la carga de un gran número de vehículos eléctricos puede diferir considerablemente, dependiendo de los tipos de energía renovables y la generación convencional de cada país [14].

Los vehículos eléctricos se pueden clasificar de forma general en vehículos eléctricos híbridos (*Hybrid EVs*) y en vehículos eléctricos enchufables (*Plug-in EVs*). Estos últimos se pueden subdividir en vehículos eléctricos enchufables híbridos (*Plug-in Hybrid EVs*) y en vehículos eléctricos de baterías (*Battery EVs*) [7]. Los vehículos eléctricos de baterías (VEB) son los que se considerarán en esta memoria y en los modelos a desarrollar, siendo sus parámetros claves los relacionados con las baterías. Dentro de los parámetros claves se encuentra la densidad energética, densidad de potencia, ciclo de vida, calendario de vida y costos por [kWh] [14].

Las principales tecnologías de baterías son las de plomo ácido, híbrido de níquel-metal, ión de litio y cloruro de sodio-níquel. De estas, se considera como prometedora en el futuro cercano las de ión de litio, debido a que tiene alta densidad energética, alta eficiencia y larga vida útil, con considerable potencial de mejora. Alguna de sus desventajas es que es costosa, presenta problemas de seguridad y, aunque tiene una alta densidad energética, su densidad energética es insuficiente para satisfacer las necesidades del mercado [14].

Por otra parte, los VEB también cuentan con sistemas de gestión de baterías, o *Battery management systems* (BMS), los cuales tienen dos roles principales. El primero es monitorear la batería para determinar información como el Estado de Carga (EDC), Estado de Salud (EDS) y la vida útil restante. Estos parámetros son cruciales para el usuario y para optimizar los procesos de carga y descarga, los cuales se deben comunicar a los sistemas a bordo del vehículo (sistema de seguridad, comunicación con el conductor, gestión del motor). El segundo rol de los BMS es operar la batería de forma segura, eficiente y sin dañarla. Esto se hace balanceando las distintas celdas de baterías que componen la batería completa, monitoreando el voltaje y la corriente de cada celda, al igual que la temperatura del paquete de baterías, evitando que las celdas trabajen fuera de su temperatura de operación [14].

Otro elemento, el cual se menciona a menudo en la literatura, es la electrónica de potencia presente en los VEB, los cuales representan una parte importante del costo de estos vehículos, siendo un área de alto potencial de reducción de costos. La electrónica de potencia es el intermediario entre la batería, una fuente de corriente DC (corriente continua), y el motor AC (corriente alterna). Se compone de un inversor DC/AC, que controla el voltaje de entrada al motor con algoritmos de control específicos a cada motor, asegurando una operación de alta eficiencia, entre 95 % y 98 % [14]. En la Figura 2.4, se aprecian un esquema de carga de un VEB, con la electrónica de potencia de su interior.

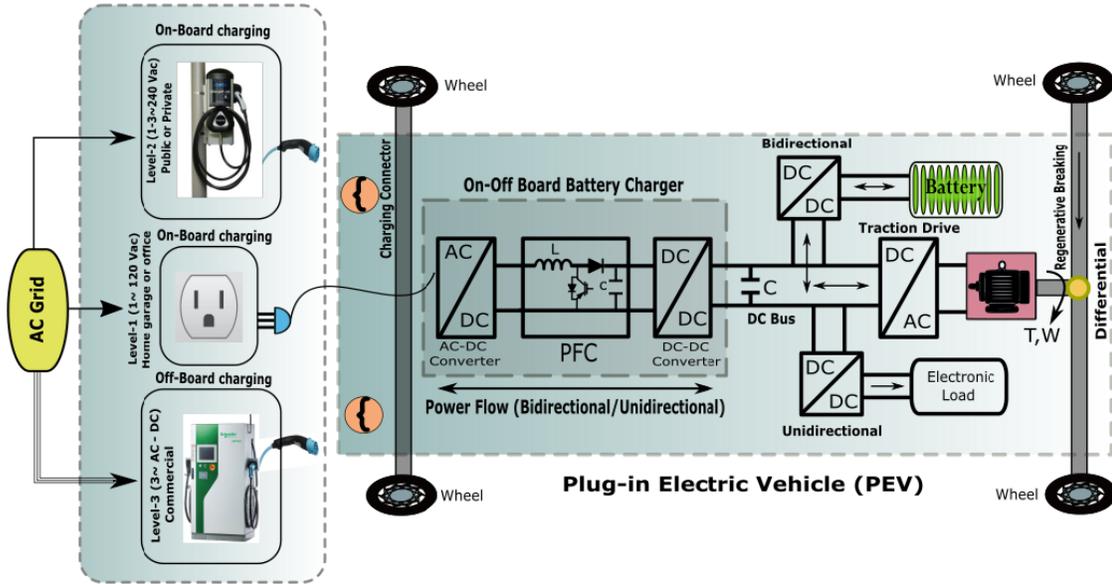


Figura 2.4: Esquema de carga de un vehículo eléctrico de batería, con sus componentes eléctricos internos [7].

Además, en la Figura 2.4 también se aprecian diferentes infraestructuras de carga, con distintos niveles y tipo de corriente (AC o DC). En las diferentes normas estándares de infraestructuras de carga, existen varios niveles de carga, en las cuales si se sube el nivel de carga, aumenta el voltaje y corriente de carga, haciendo que la carga del VEB sea más rápida. Los niveles de carga más lentos corresponden a las cargas en AC, para luego pasar a los niveles de carga más rápidos, a mayor corriente, los cuales son en DC [7].

Por otra lado, los vehículos en general exhiben un carácter inmóvil, dado que más del 90 % del tiempo están estacionados, permitiendo que durante todo este tiempo estén potencialmente disponibles para una función secundaria a parte del transporte del usuario [15]. Así, un VEB que esté estacionado puede entregar electricidad a la red o almacenar electricidad de la red en sus baterías, pudiendo cargarse durante tiempos de baja demanda y descargarse cuando la potencia es necesaria en el sistema. Esto se denomina *Vehicle-to-Grid* o V2G. Para lo anterior, es necesario una conexión a la red que permita el flujo de energía bidireccional, una conexión con lógica necesaria para comunicarse con el operador de la red, y control y monitoreo a bordo del vehículo [15].

En este contexto, los vehículos eléctricos presentan un particular potencial de flexibilidad producto de su habilidad inherente de almacenar energía en sus baterías, su carácter inmóvil, su bajo requerimiento de consumo respecto a la capacidad de sus baterías [15], y a la capacidad V2G que permite que los VEB inyecten energía almacenada en sus baterías a la red [16]. Además, con el desarrollo de estaciones de carga bidireccionales e inteligentes, los vehículos eléctricos tienen la habilidad de transferir potencia a otros VEB (V2V), a edificios residenciales (V2H) o de terceros (V2B) con los que estén conectados. Estos conceptos permiten anular la demanda de los edificios del sistema de potencia durante periodos de demanda *peak* críticos y, por lo tanto, contribuyen con su confiabilidad [17].

Adicionalmente, los vehículos eléctricos pueden realizar varios servicios auxiliares para la red, como regulación de voltaje, nivelación de carga, reserva en giro, almacenamiento y más [17]. Algunos autores en [18], [19], [20] y [21] han propuesto la adopción de la tecnología V2G y han demostrado la mejora en calidad y confiabilidad del sistema de potencia [17]. En [22] se muestra cómo la integración de vehículos eléctricos y sistemas V2G en el abastecimiento de potencia, en un sistema con alta penetración de generación renovable, mejora la confiabilidad de la red en términos de reducción total de costos y niveles de emisión [17].

2.2. Marco Teórico

2.2.1. Operación de sistemas eléctricos

Para el estudio de los SEP se han desarrollado diversos modelos, los cuales han evolucionado y adaptado para estudiar tópicos específicos, diferenciándose en su escala de tiempo de los fenómenos a estudiar y por el detalle de ingeniería captado. Así, como se aprecia en la Figura 2.5, en los milisegundos se puede estudiar con precisión los fenómenos magnéticos de las protecciones y de estabilidad de los SEP, como también los flujos de carga. Por otra parte, si se desea estudiar la planificación de la capacidad del SEP, se debe hacer en una escala de tiempo mayor, entre varios años, incluso décadas, en la cual se pierde el detalle de los fenómenos estudiados en los milisegundos. Así, se produce un *trade-off* entre el nivel de detalle ingenieril en los fenómenos a estudiar, a cambio de una mayor escala de tiempo, pudiendo usar los problemas más pequeños como subproblemas del problema mayor. [23].

De todos los modelos indicados en la Figura 2.5, en esta memoria se presentarán los siguientes:

- *Despacho económico*: el despacho busca encontrar la combinación de menor costo de generación de potencia para suministrar la demanda. Esta combinación de economía e ingeniería entra en el ámbito de modelamiento socio-técnico, requerido por todos los tipos de modelos posteriores [23]. La escala de tiempo para el despacho económico puede ir entre las 24 y 48 horas, conocido como el despacho al día siguiente (*day-ahead dispatch*) [24]. Considera variables de decisión como la potencia de los generadores y los flujos por las líneas. Las funciones de costos de los generadores y la demanda del sistema son parámetros de entrada. Se incluyen restricciones como los límites técnicos de los generadores y límites de transmisión por las líneas.
- *Predespacho o Unit-Commitment*: busca resolver qué unidades generadoras encender o no para el suministro de la demanda, para lo cual mira hacia adelante, desde unas cuantas horas a unos cuantos días. Para esto, se consideran varias restricciones técnicas adicionales que escapan de la mirada del despacho económico, lo cual permite decidir no solamente la operación óptima con las máquinas disponibles, sino que también qué máquinas son las más óptimas a utilizar [23]. Para esto, usa el problema de despacho como subproblema y se añaden restricciones técnicas como los tiempos de encendido y apagado de las unidades generadoras, restricciones de rampa y reservas.
- *Coordinación hidrotérmica*: el problema hidrotérmico busca optimizar el uso de los recursos hídricos, tanto en el presente como en el futuro, analizando los costos futuros

y presentes de usar el agua en reemplazo de la generación térmica convencional. La escala de tiempo va desde de corto plazo, unas semanas, a mediano plazo, cinco años. [23]. Algunas variables de decisión importantes son los volúmenes de los embalses y la generación hidroeléctrica.

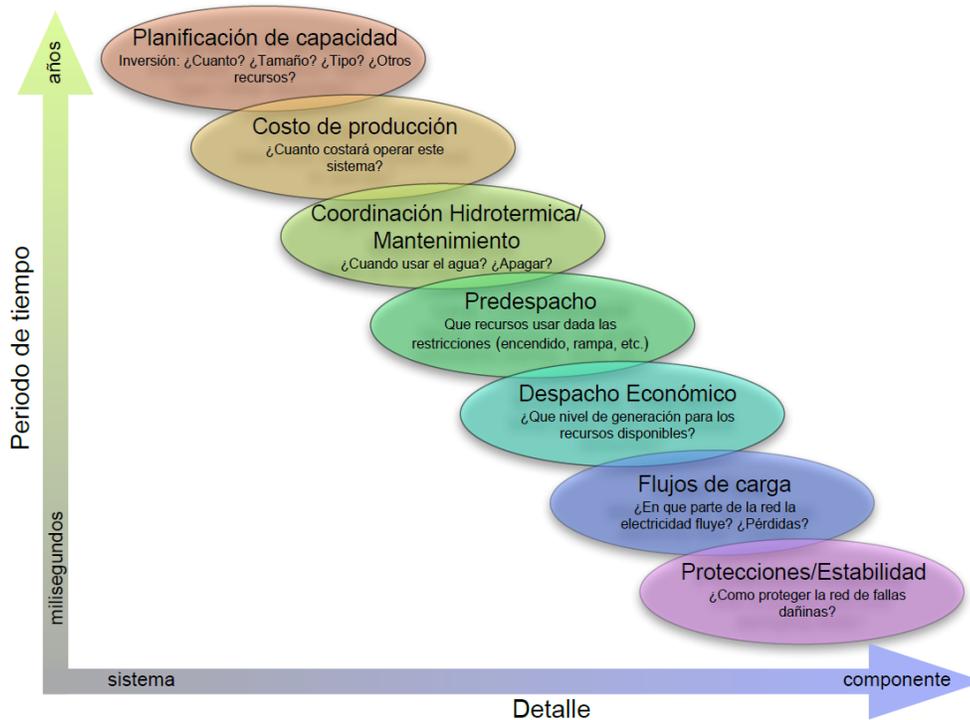


Figura 2.5: Tipos de Modelamiento de Electricidad: diferentes tipos de modelos cubren periodos de tiempo que se superponen desde los milisegundos a los años, pero con una compensación en el nivel factible de detalle a modelar [23].

2.2.2. Modelo de despacho y predespacho

Los sistemas eléctricos de potencia son supervisados constantemente de forma de asegurar una operación segura a mínimo costo. Para esto, se debe cumplir que la demanda sea abastecida en todo momento, es decir, que la generación sea igual a la demanda más la pérdidas óhmicas. Uno de los principales problemas de la operación de un sistema eléctrico de potencia es el despacho económico (DE), el cual consiste en repartir la demanda total del sistema entre los generadores disponibles, de forma que el coste total de la generación sea el mínimo posible [25].

Además del despacho económico, donde se tienen las cantidades producidas por los generadores como variables continuas, en la operación de un sistema eléctrico de potencia se debe considerar también la opción de prender o apagar las centrales de generación según la variación de la demanda [25]. Dado que los costos fijos de las centrales varían en función de la tecnología y la central en si misma, pueden haber centrales con costos fijos comparativamente altos. Esta centrales no son económicamente viables si se operan a baja producción, por lo

que es preferible apagarlas cuando hay poca demanda. Para abordar esta parte del problema, se utilizan variables binarias, usando un “1” si la central generadora está prendida y “0” si está apagada, lo cual complejiza matemáticamente el problema [25].

Así, el problema de operar un sistema eléctrico de potencia a coste mínimo, teniendo en cuenta ambos tipos de variables, enteras y continuas, se llama predespacho o *unit commitment (UC)* [25]. A continuación, se procederá a explicar inicialmente el despacho, para luego incorporar la explicación del modelo más complejo de predespacho.

2.2.2.1. Despacho económico

El problema de despacho económico busca definir la potencia generada por cada generador disponible de forma de suministrar la demanda a mínimo costo. Las variables de decisión en este problema son las potencias de los generadores y el flujo por las líneas, lo cual será determinado como resultado de la optimización. Para esto, se requieren las funciones costos de los generadores y sus coeficientes, como también la demanda del sistema, siendo estos parámetros de entrada al problema. Además, se incorporan restricciones operativas de los generadores y las líneas de transmisión, lo que también son parámetros de entrada necesarios.

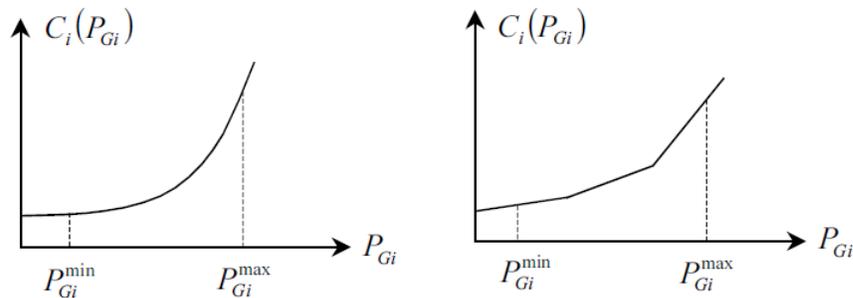


Figura 2.6: Ejemplos de curvas convexas de costes de generación, continua y lineal a tramos [25].

Teóricamente, para cada generador térmico existe una función que relaciona la producción en [MW], P_g , y su coste de producción en [\$/h], $C^{var}(P_g)$. Esta relación viene dada por dos elementos, primero, la curva de “consumo específico”, expresando la cantidad de combustible que consume por hora y la producción eléctrica en [MW] y, segundo, el precio del combustible [25]. Esta curva se puede aproximar mediante una función convexa, la que puede ser cuadrática o lineal por tramos. En la Figura 2.6, se muestran ejemplos de dos curvas: a la izquierda una cuadrática y la derecha una lineal por tramos. De esta forma, se tienen \mathcal{G} generadores en un sistema, el costo total de producción del sistema es la suma de los costos individuales de los \mathcal{G} generadores [25]. Así, en la ecuación (2.1) se observa el caso más básico, donde los costos de operación del sistema solo corresponden al costo variable de las unidades generadores, siendo c_g el costo variable del generador g .

$$C^{\text{OP}}(P_{\mathcal{G}}) = C^{\text{var}}(P_{\mathcal{G}}) = \sum_{g=1}^{\mathcal{G}} c_g P_g \quad (2.1)$$

Para resolver el caso general del despacho económico, considerando los límites de generación y transporte, además de las pérdidas, se plantea un problema de optimización. El objetivo es minimizar el coste total, sujeto a los límites de generación, a las ecuaciones de flujo de cargas con pérdidas y a los límites de flujo en las diversas líneas de la red [25]. Este problema queda planteado con la función objetivo (2.2) y las restricciones (2.3)-(2.5).

$$\min_{P_G} C^{\text{OP}}(P_G) = \sum_{g=1}^G c_g P_g \quad (2.2)$$

$$s.a \quad \underline{p}_g \leq P_g \leq \bar{p}_g \quad (2.3)$$

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} P_g = d + F_l \quad (2.4)$$

$$|F_l| \leq \bar{f}_l \quad (2.5)$$

La función objetivo planteada en la ecuación (2.2) busca minimizar los costos totales de generación. Luego, en la restricción (2.3), se tienen los límites de potencia máxima y mínima de los generadores, donde $\underline{p}_{g,y}$ y $\bar{p}_{g,y}$ son los límites mínimos y máximos de generación para la unidad g . La restricción (2.4) corresponde a la restricción de flujo de cargas, donde P_g , d y F_l son las generaciones, las demandas y las inyecciones a la red, respectivamente. Por último, se tiene la restricción (2.5), la cual limita el flujo a través de las líneas de la red, F_l , imponiendo límites de transmisión dados por \bar{f}_l [25].

2.2.2.2. Predespacho

Como se mencionó previamente, existe otro grado de libertad en la operación de cada generador, el cual permite a estos desacoplarse o desconectarse de la red, si no existen otros impedimentos técnicos [25]. Este problema se conoce como predespacho o UC. La diferencia entre el problema de despacho económico y el predespacho, es que el primero asume que hay n generadores conectados al sistema y busca optimizar la operación de estos n generadores. En cambio, el problema de predespacho es más complejo, donde se asume que se tienen n generadores disponibles y se debe pronosticar la demanda a suministrar, para así, de entre todas las posibles combinaciones de n generadores que pueden satisfacer la demanda pronosticada, encontrar la combinación que lo harían con el mínimo costo de operación [26].

El problema de predespacho considera la conexión o desconexión de generadores de gran capacidad, los cuales son procesos que, sobre todo en centrales térmicas, no son instantáneos y pueden tardar incluso horas para completarse. Por ejemplo, si las calderas de una central térmica se enfrían, necesitan un largo periodo de tiempo para alcanzar nuevamente su presión y temperatura de operación [25]. Además, cada central tiene sus límites de rampa específicas, que restringen su capacidad de subida y bajada de producción con el tiempo. En momentos de gran variabilidad, como el *peak* laboral de la mañana, debido a las restricciones de rampa individuales, se puede requerir un número suplementario de generadores para responder frente al aumento de generación [25]. Así, la conexión de unidades generadoras implica un gasto extraordinario de arranque en combustible y personal técnico, el cual es significativo y puede influir en la solución final del predespacho [25].

Varias restricciones pueden ser consideradas en el problema de predespacho, las cuales se seleccionan en función del tipo de generación considerada en el problema y del nivel de precisión necesario en el modelo. Algunas restricciones corresponden a reservas en giro, tiempos mínimos de encendido y apagado, unidades que deben estar generando por razones de seguridad, combustible y unidades hidroeléctricas [26]. A diferencia del despacho económico básico, en este caso se consideran los costos fijos de operación y de mantención de los generadores. Una versión razonablemente general del problema de predespacho se puede formular como sigue [25]:

$$\min \sum_{t=1}^{24} \sum_{g \in \mathcal{G}} c_g P_{g,t} + \sum_{g \in \mathcal{G}} c_g^{\text{o\&mfix}} \bar{p}_g \quad (2.6)$$

$$s.a \quad \sum_{g \in \mathcal{G}_b} P_{g,t} + \sum_{l \in \mathcal{L}_b^{\text{in}}} F_{l,t} = d_{b,t} + \sum_{l \in \mathcal{L}_b^{\text{out}}} F_{l,t} \quad \forall b, t \quad (2.7)$$

$$|F_{l,t}| \leq \bar{f}_l \quad \forall l, t \quad (2.8)$$

$$\frac{F_{l,t}}{SBase} = \frac{\theta_{t,u_l} - \theta_{t,v_l}}{x_l} \quad \forall l, t \quad (2.9)$$

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} U_{g,t} \bar{p}_g \geq d_t + r_t^{\text{Rt}} \quad \forall t \quad (2.10)$$

$$U_{g,t} \underline{p}_g \leq P_{g,t} \leq U_{g,t} \bar{p}_g \quad \forall g, \forall t \quad (2.11)$$

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq r_g^{\text{dn}} \quad \forall g, t = 2, \dots, 24 \quad (2.12)$$

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq r_g^{\text{up}} \quad \forall g, t = 2, \dots, 24 \quad (2.13)$$

$$p_g^0 - P_{g,1} \leq r_g^{\text{dn}} \quad \forall g \quad (2.14)$$

$$P_{g,1} - p_g^0 \leq r_g^{\text{up}} \quad \forall g \quad (2.15)$$

$$Y_{g,t} - Z_{g,t} = U_{g,t} - U_{g,t-1} \quad \forall g, t = 2, \dots, 24 \quad (2.16)$$

$$Y_{g,1} - Z_{g,1} = U_{g,1} - U_g^0 \quad \forall g \quad (2.17)$$

$$U_{g,t}, Y_{g,t}, Z_{g,t} \in \{0, 1\} \quad \forall g, \forall t \quad (2.18)$$

Se tiene que $c_g^{\text{o\&mfix}} \bar{p}_g$ representan los costes fijos de operación y mantención, del generador g . Así mismo, $c_g P_{g,t}$ son los costes variables de operación del generador g , respectivamente. Luego, $P_{g,t}$ es la potencia producida por el generador g en la hora t , donde \bar{p}_g y \underline{p}_g son las potencias máximas y mínimas de salida del generador g , los límites técnicos. Luego, se tiene $F_{l,t}$, que corresponde al flujo por la línea l en la hora t , donde $\mathcal{L}_b^{\text{in}}$ y $\mathcal{L}_b^{\text{out}}$ corresponden al grupo de líneas que entran y salen del nodo b , respectivamente. Además, θ_{t,u_l} y θ_{t,v_l} corresponden a los ángulos de fase en los extremos de la línea l en la hora t , mientras que x_l corresponde a la reactancia de la línea. Así mismo, p_g^0 es la potencia inicial de salida del generador j . $d_{b,t}$ es la demanda en la barra b en la hora t . Por otro lado, r_t^{Rt} es la reserva total requerida en el sistema en la hora t . Además, r_g^{up} y r_g^{dn} son las capacidades de rampa máxima de subida y bajada de carga del generador g , respectivamente. Luego, $U_{g,t}$ es la variable binaria que indica si el generador j funciona en la hora t , siendo 1 si lo está y 0 si no. Por otro lado, $Y_{g,t}$ es la variable binaria que indica si el generador g arranca al comienzo de la hora t , siendo 1 si lo hace y 0 si no. Además, $Z_{g,t}$ es la variable binaria que indica si el generador g se desconecta al comienzo de la hora t , siendo 1 si lo hace y 0 si no. Por último, n es el número

de generadores del sistema [25].

La función objetivo en (2.6) son los costos totales a lo largo del horizonte de tiempo de planificación. La restricción (2.7) es para satisfacer la demanda d_t . Luego, las restricciones (2.8) corresponde a los límites de flujo por las líneas, mientras que la restricción (2.9) es la aproximación del flujo AC de acuerdo al modelo del flujo de potencia DC. La restricción (2.10) impone un nivel determinado de reservas r_t^{Rt} . La restricción (2.11) fija los límites técnicos de los generadores, tanto máximos como mínimos, con \bar{p}_g y \underline{p}_g , respectivamente. Además, la variable binaria $U_{g,t}$ que multiplica los límites técnicos indica si está apagado o prendido, lo que da la posibilidad a que valga cero su generación. Las restricciones (2.12) y (2.13) establecen las restricciones de rampa, indicando los límites de rampa de subida y bajada con r_g^{up} y r_g^{dn} , limitando los cambios de potencias de generación entre la hora t y la hora $t - 1$ solo a los valores de rampa. Las restricciones (2.14) y (2.15) también son de rampa de subida y bajada, pero estas imponen las condiciones de borde para el inicio de la operación. Las restricciones (2.16) y (2.17) corresponden a la lógica de funcionamiento, el arranque y la parada de los generadores, usando las variables binarias $U_{g,t}$, $Y_{g,t}$ y $Z_{g,t}$, como también imponiendo las condiciones de borde iniciales. La última restricción, (2.18), declara las variables $U_{g,t}$, $Y_{g,t}$ y $Z_{g,t}$ como binarias [25].

De esta forma, se tiene una formulación general de un problema de predespacho, considerando restricciones técnicas de los generadores como los límites de generación, rampas, encendido y apagado, además de suministrar la demanda y reservas del sistema. En este caso, se tienen 24 unidades de tiempo, lo cual se puede ampliar dependiendo del rango de tiempo a planificar, como puede ser una semana o un año. No se consideraron restricciones de transmisión, por ejemplo, pero se pueden seguir añadiendo las restricciones que se necesiten en el modelo, hasta alcanzar la fidelidad y representación deseada respecto al problema real.

2.2.3. Coordinación hidrotérmica

La coordinación hidrotérmica es un problema análogo al predespacho, donde la principal diferencia es que se tiene la presencia de centrales hidroeléctricas agrupadas en una o varias cuencas hidráulicas, para las que se debe tener en consideración las restricciones espacio temporales que estas centrales imponen [25]. Aun así, la coordinación sistemática de la operación de un sistema de generación hidroeléctricas es, usualmente, más complejo que la planificación de un sistema solo térmico. La razón de esto es porque las centrales generadoras hidroeléctricas pueden estar acopladas tanto eléctrica (p. ej, todas suministran la misma demanda) como hidráulicamente (p. ej, el flujo de salida de agua una central hidroeléctrica puede ser gran parte del flujo de entrada de otra generadora río abajo) [26].

Para la resolución del problema hidrotérmico de corto plazo (1 día a 1 semana), se tienen restricciones adicionales que en el caso del despacho de unidades térmicas. Estas restricciones buscar representar algunos elementos de las centrales hidroeléctricas de embalse, como el balance energético para cada embalse, conectividad hidráulica entre distintas cuencas, estanques de acumulación, funciones de cota-rendimiento en los embalses y convenios de riego [27]. El problema de optimización queda planteado con la función objetivo (2.19) y sus restricciones (2.20)-(2.30) [28].

$$\min \quad C_{\mathcal{T}}^{\text{OP}} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{g \in \mathcal{G}} c_g P_{g,t} \quad (2.19)$$

$$s.a \quad \sum_{t \in \mathcal{G}_b^h} P_{i,t}^h + \sum_{g \in \mathcal{G}_b} P_{g,t} + \sum_{l \in \mathcal{L}_b^{\text{in}}} F_{l,t} = d_{b,t} + \sum_{l \in \mathcal{L}_b^{\text{out}}} F_{l,t} \quad \forall b, t \quad (2.20)$$

$$|F_{l,t}| \leq \bar{f}_l \quad \forall l, t \quad (2.21)$$

$$\frac{F_{l,t}}{SBase} = \frac{\theta_{t,u_l} - \theta_{t,v_l}}{x_l} \quad \forall l, t \quad (2.22)$$

$$\underline{p}_g \leq P_{g,t} \leq \bar{p}_g \quad (2.23)$$

$$\underline{p}_i^h \leq P_{i,t}^h \leq \bar{p}_i^h \quad (2.24)$$

$$Q_i^{\text{total}} = \sum_{t \in \mathcal{T}} Q_{i,t} \quad (2.25)$$

$$V_{i,t} = V_{i,t-1} + [w_{i,t} - Q_{i,t} - Q_{i,t}^{\text{dump}}] \cdot n_t \quad (2.26)$$

$$\underline{v}_r \leq V_{r,t} \leq \bar{v}_r \quad (2.27)$$

$$V_{r,t}|_{t=0} = v_r^{\text{ini}} \quad , \quad V_{r,t}|_{t=T} = v_r^{\text{fin}} \quad (2.28)$$

$$q^{\text{min}} \leq Q_{i,t} \leq q^{\text{max}} \quad (2.29)$$

$$Q_{i,t} = q_{i,t}^{\text{fixed}} \quad (2.30)$$

La función objetivo se define en la ecuación (2.19), donde C_y^{OP} es la función de costos totales de producción, $P_{g,t}$ la potencia generada por la unidad térmica g en el intervalo de tiempo t , $c_g P_{g,t}$ los costos de producción para $P_{g,t}$, \mathcal{G} el grupo de unidades generadoras térmicas, \mathcal{G}_b^h el grupo de generadores hidráulicos y \mathcal{T} los intervalos de tiempo [28].

Por otro lado, la función objetivo está sujeta a varias restricciones. La restricción (2.20) corresponde al balance de potencia, donde $P_{i,t}^h$ es la potencia generada por la unidad hidráulica i en el intervalo de tiempo t . Las restricciones (2.21) y (2.22) corresponden a los límites de flujo por las líneas y a la aproximación del flujo AC al flujo de potencia DC, como se explicó en la Sección 2.2.2.2. Luego, las restricciones (2.23) y (2.24) corresponden a los límites técnicos de generación, donde \underline{p}_g y \underline{p}_g^h corresponden a los mínimos técnicos de generación de la unidad térmica j y la generadora hidroeléctrica i , \bar{p}_g y \bar{p}_g^h corresponden a los máximos técnicos de generación de la unidad térmica j y la generadora hidroeléctrica i [28].

La restricción (2.25) indica la descarga de agua total, mientras que la restricción (2.26) es la ecuación de continuidad hidráulica, donde $V(i, t)$ es el volumen de agua del reservorio i al final del periodo de tiempo t , $Q_{i,t}$ es el caudal de agua turbinado por la unidad hidroeléctrica i en el periodo t , $w_{i,t}$ es el caudal de agua entrante al reservorio i durante el periodo de tiempo t , $Q_{i,t}^{\text{dump}}$ corresponde al agua vertida del reservorio i durante el periodo de tiempo t , y n_t es el largo del periodo de tiempo t . Además, la restricción (2.27) indica los volúmenes límites de los reservorios, donde \underline{v}_r y \bar{v}_r son los volúmenes mínimos y máximos. La restricción (2.28) indica las condiciones de borde del embalse, con v_r^{ini} y v_r^{fin} los volúmenes iniciales y finales de los embalses. La restricción (2.29) indica los límites de flujo de agua turbinado, q^{min} y q^{max} los límites máximos y mínimos de flujo de agua turbinada. Por último, la restricción (2.30)

indica si hay una cantidad de agua turbinada fija, indicada como $q_{i,t}^{fixed}$ [28].

2.3. Estado del Arte

2.3.1. Operación de vehículos eléctricos

En cuanto a la modelación de la operación de VEB en los SEP, en [29], inicialmente, se modelan vehículos eléctricos que solo pueden desplazar demanda, por lo cual se añade en las restricciones de balance de energía (como la restricción (2.7)) la demanda desplazada que se evita ($LS_{b,d,h}^{out}$), como también la demanda que fue desplazada anteriormente y que se asigna nuevamente ($LS_{b,d,h}^{in}$). Se tiene la restricción (2.31) que hace que la demanda desplazada sea asignada ese mismo día, limitando a un uso intradiario de la carga inteligente.

$$\sum_{t \in H} LS_{b,d,t}^{in} = \sum_{t \in H} LS_{b,d,t}^{out} : \quad \forall b \in B, d \in D \quad (2.31)$$

$$LS_{b,d,t}^{out} \leq D_{b,d,t}^{EV} + D_{b,d,t}^{EVT} : \quad \forall b \in B, d \in D, t \in H \quad (2.32)$$

$$\sum_{t \in H} LS_{b,d,t}^{out} \leq EVS * \sum_{t \in H} (D_{b,d,t}^{EV} + D_{b,d,t}^{EVT}) : \quad \forall b \in B, d \in D \quad (2.33)$$

Además, se tienen dos restricciones que limitan la demanda desplazada: la restricción (2.32) la limita en función de los requerimientos de uso del usuario, la restricción (2.33) la limita en función de la proporción de vehículos que participan en la carga inteligente. $LS_{b,d,t}^{out}$ y $LS_{b,d,t}^{in}$ representan la demanda de VE desplazada y asignada, respectivamente, de la barra b durante el día d en la hora h debido la estrategia de desplazamiento de carga. EVS es el porcentaje de VE que participan en la estrategia de carga inteligente. Por último, $D_{b,d,t}^{EV}$ y $D_{b,d,t}^{EVT}$ son parámetros que indican la demanda de vehículos eléctricos y de taxis eléctricos, respectivamente, en la barra b durante el día d en la hora h en [MW] [29]. Esta modelación es solo de carga inteligente de vehículos eléctricos, es decir, el desplazamiento de demanda de estos, por tanto, no consideran el modo V2G de inyección de energía a la red.

En cambio, en [16] se modela la operación de vehículos eléctricos en SEP considerando el modo V2G, por lo que se tiene el modelamiento tanto de sus requerimientos de demanda como de las baterías, considerando eficiencia de descarga, auto-descarga e incluso potencia máxima de esta. De esta forma, la restricción (2.34) expresa el balance de energía de la batería del VE, el cual considera pérdidas en el proceso de carga, la pérdida de energía de auto descarga, la potencia de descarga debido al V2G, y los requerimientos de energía del usuario del VEB. $E_{n,t,\nu}^{EV+}$ es la energía total de todos los VE flexibles del tipo ν en la semana n y a la hora t . $P_{n,t,\nu}^{EV+-chg}$ y $P_{n,t,\nu}^{EV+-dis}$ son la potencia total demandada y descargada, respectivamente, de todos los VE flexibles del tipo ν en la semana n y a la hora t . η_{ν}^{elec} y η_{ν}^{chg} son las eficiencias de auto-descarga y de carga, respectivamente, para cada VE del tipo ν (considerando la batería y electrónica de potencia de conexión a la red). τ es la resolución de tiempo, N_{ν}^{EV+} es la cantidad de VE flexibles del tipo ν y $e_{n,t,\nu}^{tr}$ es el requerimiento de energía del usuario tipo ν para viajes en la semana n y hora t .

$$E_{n,t,\nu}^{EV+} = \eta_{\nu}^{elec} E_{n,(t-1),\nu}^{EV+} + \left(\eta_{\nu}^{chg} P_{n,t,\nu}^{EV+-chg} - P_{n,t,\nu}^{EV+-dis} \right) \tau - N_{\nu}^{EV+} e_{n,t,\nu}^{tr}; \quad \forall n, \forall t, \forall \nu \quad (2.34)$$

$$N_{\nu}^{EV+} e_{\nu}^{bat-min} \leq E_{n,t,\nu}^{EV+} \leq N_{\nu}^{EV+} e_{\nu}^{bat-max}, \quad \forall n, \forall t, \forall \nu \quad (2.35)$$

$$\chi_{n,t,\nu}^{EV+-dis} = \max\{0, E_{n,(t-1),\nu}^{EV+} - E_{n,t,\nu}^{EV+}\}; \quad \forall n, \forall t, \forall \nu \quad (2.36)$$

$$P_{n,t,\nu}^{EV+-chg} \leq \begin{cases} \frac{N_{\nu}^{EV+} p_{\nu}^{chg-Max}}{\eta_{\nu}^{chg}}, & \forall t \in T_{\nu}^{gc} \\ 0, & \forall t \in T \setminus T_{\nu}^{gc} \end{cases}, \quad \forall n, \forall \nu \quad (2.37)$$

$$P_{n,t,\nu}^{EV+-dis} \leq \begin{cases} N_{\nu}^{EV+} p_{\nu}^{dis-Max}, & \forall t \in T_{\nu}^{gc} \\ 0, & \forall t \in T \setminus T_{\nu}^{gc} \end{cases}, \quad \forall n, \forall \nu \quad (2.38)$$

Luego, en la restricción (2.35), se tienen los límites de los niveles de energía de la batería, donde $e_{\nu}^{bat-min}$ y $e_{\nu}^{bat-max}$ son el mínimo EDC y el EDC, respectivamente, de las baterías de cada VE del tipo ν . La restricción (2.36) indica la energía extraída de los VE, donde $\chi_{nt\nu}^{EV+-dis}$ indica la energía total extraída de todos los VE del tipo ν en la semana n y hora t debido al V2G. Las restricciones (2.37) y (2.38) expresan la máxima potencia de carga y descarga de la batería y electrónica de potencia de conexión a la red, respectivamente, e inhabilitan al VE cargar y descargar sus baterías cuando están desconectados de la red. Para esto, se define T_{ν}^{gc} , que son las horas en que los VE están conectados a la red. $p_{\nu}^{chg-Max}$ y $p_{\nu}^{dis-Max}$ representan la potencia máxima de carga y descarga de la batería del VE del tipo ν .

En [16] también se presentan restricciones para reservas en giro de subida y bajada de los vehículos eléctricos, como también una restricción final que conserva la neutralidad de energía diaria, estableciendo que la energía al final del día sea la misma para cada día. Esta restricción asume que los VE flexibles solo pueden redistribuir la energía en forma intradiaria, al igual que lo que se asume en [29]. El modelo visto [16] es más complejo que el visto en [29], pero, a su vez, permite un modelamiento más completo de las baterías, considerando la pérdida de eficiencia al cargarse, tanto por la batería y por los elementos de electrónica de potencia intermediarios, la auto descarga y capacidad máxima de potencia.

Por otro lado, en [30] y [31] también se modela la operación de vehículos eléctricos con demanda flexible y modo V2G, donde se tienen restricciones similares a las ya presentadas en las restricciones (2.34)-(2.38), considerando la demanda del VE en el balance de energía, el balance de energía propio de la batería del VE, potencias máximas y mínimas de carga, eficiencias de carga y descarga, como también reserva en giro de las baterías. Además, también se tiene la restricción de que la energía de las baterías de los VE debe ser la misma al inicio de cada día, asumiendo que la gestión inteligente solo puede ser intradiaria.

2.3.2. Planificación de la operación de vehículos eléctricos

La planificación de operación de VE ha sido abordada desde diferentes perspectivas en la literatura. Una de ellas se enfoca en minimizar los costos de los usuarios, dentro de los que se puede considerar los costos de consumo de energía para cargar el VEB, como también los costos de degradación de las baterías. Por otra parte, algunos abordan el problema desde

el punto de vista de minimización de los costos totales del sistema, considerando una optimización conjunta de los VE y el SEP, en forma de un tomador de decisiones centralizado. En esta sección, se revisará ambas formas de abordar la operación de VE en la literatura, identificando lo que se hizo, cómo se modelaron los VE, qué tipos de VE se consideraron y cuáles fueron los desafíos.

2.3.2.1. Optimización de carga y descarga de vehículos eléctricos para la minimización de costos de usuarios

En los modelos revisados, se aprecia una variedad de vehículos diferentes, pero los más estudiados son los VEB, específicamente los de uso privado [30] [32] [33]. Se tienen modelos con complejas modelaciones físicas del consumo energético del vehículo y sus baterías [34], mientras que otros se enfocan en el modelamiento de la red y su interacción con el VE [30] [32]. Además, en la busca de la minimización de costos de los usuarios, se proponen modelos multicriterios y multinivel [30] [32], que permite considerar los intereses de los múltiples participantes en los programas de respuesta de demanda. Algunos modelos consideran la estocasticidad del uso de los VE y la generación renovable [30], mientras que otros son determinísticos [32] [33] [34]. Algo en común en los trabajos revisados es que se presentan modelos complejos de resolver, pero a su vez proponen algoritmos para facilitar la resolución de los problemas. En la Tabla 2.1, se puede ver un resumen de lo revisado.

Tabla 2.1: Resumen de literatura revisada, enfocada en la minimización de costos de usuarios.

Referencia	Enfoque	Tipo de modelo	Tipo de optimización
[30]	VE de uso privado. Coordinar la respuesta de demanda flexible y la incertidumbre de las energías renovables, para así planificar sistemas de energía comunitario integrado y estaciones de cargas de VE	Multinivel y Multicriterio, estocástico	<i>Chance-constrained programming</i> , lo transforman en programación entera lineal mixta
[32]	VE de uso privado. Resolver el problema de planificación de la operación de vehículos eléctricos en una red inteligente, en vista de fuentes de energía sustentables	Multicriterio, determinístico	No lineal, propone nuevo algoritmo de resolución
[33]	VE de uso privado. Estrategia de planificación integrada de la operación de los VE, considerando vehículos privados y taxis, para optimizar los perfiles de carga de estos vehículos	Determinístico	Programación cuadrática convexa y algoritmo genérico distribuido
[34]	Analiza el impacto de la conectividad vehículo a infraestructura en buses eléctricos, a través de un problema de optimización que busca minimizar la función de costos totales, la cual consiste en el consumo de energía y la degradación de la batería	Determinístico	Programación dinámica (PD)

En [32] se propone un algoritmo de optimización multicriterio para resolver el problema

de planificación de la operación de vehículos eléctricos en una red inteligente, en vista de fuentes de energía sustentables. El primer criterio usado para optimizar por este algoritmo son los costos de explotación, los que involucran los costos de compra de energía a la red, el costo de productos dispersados y los costos de carga y descarga de los VE. El segundo criterio corresponde a la cantidad de emisiones de dióxido de carbono, lo que incluye las emisiones de la red y recursos distribuidos no sustentables como un generador diésel. Estos dos criterios sirven como las dos funciones objetivos del problema, para lo cual se consideran solo VE enchufables y también se evalúa un Programa de Respuesta de Demanda (DRP).

En el problema mostrado en [32] se considera, en la función objetivo, ambos costos mencionados previamente, donde uno de ellos contiene los costos de carga y descarga de los vehículos eléctricos, calculados a través de un parámetro de costos de carga y descarga, que se multiplica por la energía cargada y descargada. La energía cargada y descargada de los VE se considera en la ecuación de balance de la red. Además, se modela la energía almacenada en un VE acoplada temporalmente, similar a la restricción (2.34). Por otro lado, se limitan su potencia de carga y descarga a los límites permitidos para estos VE, donde, además, se usan variables binarias para indicar si el auto está cargándose y descargándose. Por último, se tiene una restricción para evitar que el VE esté cargándose y descargándose al mismo tiempo, usando las variables binarias recién mencionadas, donde si una vale 1, la otra vale 0. Si ambas valen 0, es que el auto no está ni cargándose ni descargándose.

Además del modelamiento de los VE, en [32] se tienen restricciones de emisiones, de generación renovable y se modela la red físicamente con matrices. Esto último se usa para la distribución de carga, las pérdidas y la demanda eléctrica monofásica elástica. También, se tienen restricciones para la generación distribuida, como también se modela la respuesta de demanda de forma costo efectiva. Para la resolución del problema, el cual es no lineal, se propone un nuevo algoritmo de optimización, el cual es comparado con Algoritmos Genéticos, Evolución Diferencial, Colonia de Hormigas y Optimización por Enjambre de Partículas, mostrando que el algoritmo propuesto tiene mejor rendimiento. Los aportes del *paper* relacionados al DRP y los VEB son la limitación del gasto operacional, ofrecer una planificación multicriterio de la evaluación de vehículos basado en recursos sustentables en una red inteligente, y remover la incertidumbre causada por recursos renovables y los VE.

Por otra parte, en [33] se presenta una estrategia de planificación integrada de la operación de los VE, considerando vehículos privados y taxis, para optimizar los perfiles de carga de estos vehículos. Se busca integrar la planificación de ambos tipos de vehículos, principalmente porque estos tienen diferentes perfiles de carga, por lo que si se planifica por separado, no se obtiene el óptimo neto del total de la demanda. La estrategia de planificación consiste en dos etapas: una *offline* y otra *online*. En la etapa *offline*, modelando los comportamientos de carga de los VE privados y taxis, se formula un problema de optimización cuadrático, el cual busca obtener la solución óptima factible para el perfil de carga total.

Luego, considerando la necesidad de carga de los usuarios, se formulan problemas de seguimiento de carga para ambos tipos de vehículos en la etapa *online*. Con eso, se propone un algoritmo genérico distribuido para transformar ambos problemas de optimización en ecuaciones equivalentes, y así resolver dos ecuaciones de forma iterativa. El modelamiento de los VE resulta similar a las restricciones (2.34)-(2.38), donde, además, se añaden nuevas

restricciones para determinar que VE debe ser cargado para lograr el objetivo de carga en tiempo real, tanto para los VE privados y taxis.

Los resultados del caso de estudio mostrado en [33], comparan el seguimiento de la demanda en los casos que la optimización se hace separada, semi integrada y con la estrategia propuesta, mostrando el superior desempeño de la estrategia integrada, tomando en consideración los requerimientos de carga de los usuarios y permitiendo que estos participen en la regulación de demanda. Asumiendo que la regulación es remunerada, esto disminuiría los costos de los usuarios.

En [34] se analiza el impacto de la conectividad vehículo a infraestructura (V2I) en buses eléctricos (BE), a través de un problema de optimización que busca minimizar la función de costos totales, la cual consiste en el consumo de energía y la degradación de la batería. Para esto, se modela un BE viajando a través de una intersección, y usando programación dinámica (PD), se busca optimizar el perfil de velocidad, comparando los resultados del caso base sin V2I con el caso que si presenta conectividad. Uno de los desafíos del algoritmo PD es que puede caer en estados inalcanzables si el tiempo límite es muy estrecho, debido a que el algoritmo puede ser incapaz de elegir una trayectoria de velocidad que esté dentro de un ciclo de tiempo específico.

La modelación en [34] es detallada en fenómenos físicos, como las fuerzas actuando en el vehículos, el motor de tracción, pero también en la degradación de la batería, usando un modelo empírico para calcular esta, como también el estado de salud de la batería de forma instantánea. Además, se tiene una función de costos que contiene el consumo de energía y la degradación de la batería, siendo esta la que se desea minimizar en la optimización. Los resultados entregan una reducción de un 27% de los costos promedio gracias al V2I.

En [30] se busca coordinar la respuesta de demanda (RD) flexible y la incertidumbre de las energías renovables, para así planificar sistemas de energía comunitario integrado (SECI) y estaciones de cargas de VE (ECVE). Para esto, se propone un modelo de despacho óptimo de dos niveles para el SECI con una ECVE en escenarios con múltiples partes interesados. Para aprovechar el potencial de la RD, se presenta un mecanismo de precio dinámico, combinando tiempo de uso y precio en tiempo real, para así guiar a los usuarios a consumir energía de forma flexible.

Se menciona dos niveles en el modelo de despacho, que sería el operador del sistema y los usuarios. Es por esto que el diseño integrado de RD propuesto puede balancear entre el abastecimiento y la demanda, mientras mantiene la satisfacción del usuario dentro de un rango aceptable. Por otra parte, el modelo a resolver inicialmente es *chance-constrained programming*, o programación restringida al azar, para luego ser convertido en un problema de programación entera lineal mixta, resuelto con *CPLEX*.

En cuanto a la modelación presentada en [30], se modela inicialmente el SECI, considerando la generación renovable y ECVE de forma estocástica, para lo cual definen funciones de densidad de probabilidad (FDP). Además, se modela el EDC de la batería de los VE considerando la distancia de viaje de los vehículos y, a su vez, usando los EDC se modela el tiempo que toma en cargar el vehículo. Luego, se formula el problema considerando me-

canismo de precio dinámico y restricciones del nivel superior (SECI), las cuales consideran la función objetivo de minimización de costos, el balance de energía en el SECI, sistemas de almacenamiento y reservas. Por otra parte, el problema del nivel inferior, los usuarios de los VE, consideran una función objetivo de minimización de costos a los usuarios en las ECVE, restricciones de balance de energía (proceso de carga de los EV) y de baterías de los EV, las cuales acoplan temporalmente su energía, limitan su potencia y definen su capacidad de reserva en giro.

Los resultados de [30] muestran que el diseño integrado de RD puede promover el balance entre demanda y generación, manteniendo la satisfacción del usuario dentro de un rango aceptable. Por otra parte, el mecanismo de precio dinámico permite guiar a los usuarios a un consumo de energía flexible y un comportamiento de carga y descarga de EV para el consumo de energía renovable, al mismo tiempo que se reducen los costos conjuntos del SECI y ECVE. Además, a través de la participación activa de los EV en proveer reservas en giro, la economía para ambos niveles mejoraron considerablemente.

2.3.2.2. Optimización conjunta de la operación de vehículos eléctricos y del sistema eléctrico para minimizar los costos totales del sistema

Respecto a la literatura revisada, se aprecia cómo se usa la técnica de *clustering* en [16] y [29] para disminuir la carga computacional. Además, en estos dos trabajos se plantearon problemas de optimización lineal entero mixto, y se consideraron SEP a gran escala, Reino Unido y Chile, respectivamente. Por otro lado, en [35] y [36] se estudia la minimización de costos del sistema para un sistema de distribución, no un SEP de gran escala. Además, en [35] y [36] se consideró incertidumbre en ciertas variables, especialmente en el comportamiento de los usuarios, lo que no se hizo en [16] y [29]. En la Tabla 2.2, se observa un resumen de la literatura revisada.

En [35] se presenta un modelo de dos niveles para hacer coincidir el suministro incierto de energías renovables con la demanda de carga de VE. El nivel superior es el controlador centralizado que decide cuanta energía se despacha, combinando energía eólica y energía de la red. En el nivel inferior se planifica la carga de cada VE. El modelo de optimización es basado en eventos, los cuales consideran eventos macro en el nivel superior y eventos micro en el nivel inferior. Los VE considerados en este modelo son flotas de VE operadas por compañías de transporte personal, como Uber, las cuales se asumen interesadas en disminuir sus costos operativos, por lo tanto, participaran del esquema de carga planificada. Además, existe un intermediario, el agregador de VE (AVE), el cual entrega información al Operador Independiente de la Red (OIR) sobre sus necesidades de carga. Esto es considerado una forma efectiva de planificar la carga de una flota de VE, lo cual, ahorra trabajo computacional y de comunicaciones.

En la formulación del problema, se tiene como principal actor al OIR, que administra k AVE y N VE. El objetivo de la optimización es minimizar los costos de operación del sistema. Cada AVE tiene generación eólica local que puede usar para sus estaciones de carga, la cual se considera sin costo para el sistema. La afiliación de los VE a los AVE dependen de la ubicación geográfica, por lo que se considera dinámica y depende de donde el VE se está cargando. Esto es diferente de otros trabajo donde las flotas VE se mantienen agregadas

siempre al mismo AVE. Por otro lado, el AVE informa al OIR sobre los estados de los VE y la predicción de generación renovable [35].

Tabla 2.2: Resumen de literatura revisada, enfocada en la minimización de costos totales del sistema.

Referencia	Enfoque	Tipo de modelo	Tipo de optimización
[16]	Sistema de transmisión. Planificación que busca cooptimizar los costos de inversión y operación de generación convencional y demanda flexible, en forma de carga y descarga inteligente de VE. Reino Unido	Uso de clustering, determinístico	Programación lineal entera mixta
[29]	Sistema de transmisión. Estudiar el impacto de la electrificación masiva de los vehículos en la planificación de la expansión y operación, al año 2030. Chile	Uso de clustering, determinístico	Programación lineal entera mixta
[35]	Sistema de distribución. Se presenta un modelo de dos niveles para hacer coincidir el suministro incierto de energías renovables con la demanda de carga de VE	Multinivel, estocástico	Proceso de decisión de Markov y algoritmo <i>Q-learning</i> .
[36]	Sistema de distribución. Se estudia el potencial de los VE en participar en el mercado de energía desregulado y proveer productos de rampa flexible (PRF)	Estocástico	<i>Deep Belief Network</i> y acercamiento basado en escenarios.

Las restricciones respecto a los VE en [35] incluyen que la carga de los VE satisfaga los requerimientos de uso, el cálculo de la energía comprada al OIR y la minimización de esta compra. Además, se cuantifican cuantos VE deben ser cargados y planificados, lo que se usa para calcular un índice de desajuste entre la generación renovable y los requerimientos de carga, en función de cuántos VE deben ser cargados después de consumir toda la generación renovable. Este índice muestra la flexibilidad de la planificación de la carga. Además, la dinámica del sistema solo se modela en el nivel superior, donde se contabiliza la cantidad de VE estacionados, como también se tienen restricciones para suministrar la potencia suficiente de carga para los VE contabilizados.

En el nivel inferior del problema se modela desde la perspectiva del AVE, usando la potencia asignada desde el nivel superior para programar la demanda de carga de los VE localmente, donde define un índice de urgencia de carga. Con esto, se ordenan los VE en orden creciente de urgencia. Por otro lado, se tienen restricciones que aseguran que los VE vean satisfechas sus necesidades de carga, considerando la urgencia de carga de estos. También se tiene una función objetivo en el nivel inferior, que es la minimización de costos del nivel. El problema original es un Proceso de Decisiones de Markov (MDP), el cual se transforma al problema de dos niveles, que se resuelve a través de un algoritmo *Q-learning*. Este algoritmo puede estar conectado en línea y se actualizado con el mercado en tiempo real. El princi-

pal desafío de este modelo es que solo se consideran los VE como cargas movibles y no se consideran en su modo de operación V2G [35].

Por otro lado, en [36] se estudia el potencial de los VE en participar en el mercado de energía desregulado y proveer productos de rampa flexible (PRF) en un sistema de distribución. El modelo de mercado se basa en precio marginal localizado y precio marginal de PRF. Se usa una red neuronal (*Deep Belief Network*) para hacer pronósticos del flujo de tráfico de VE. Se considera un AVE, donde se hace un proceso probabilístico para modelar la fila para cargar los VE, usando el proceso de *Poisson* para estimar la disponibilidad de VE. Así, la potencia de los cargadores de VE en el AVE se calcula en función de los vehículos que se están cargando.

Respecto a la formulación del problema de optimización en [36], la función objetivo es minimizar el costo total del sistema, el cual consiste en la compra de energía a la red, los ingresos por venta de energía de los VE, por demanda flexible, y los costos por los servicios de rampa ofrecidos por los VE. Luego, se tienen restricciones típicas de la red, considerando límites de potencia activa y reactiva en cada rama, límites de magnitud de voltaje y de ángulo de fase en cada nodo, flujo AC y capacidad de la subestación de conexión a la red. Respecto a la modelación de los VE, se tienen restricciones de límites de demanda despachable por el AVE, restricciones de rampa de los servicios de PRF que entregan los VE y restricciones operacionales que describen el EDC de los AVE.

El modelo presenta un acercamiento basado en escenarios, el cual busca emular la incertidumbre. Se definen escenarios de demanda, tráfico de vehículos, penetración de energías renovables y penetración de VE. Los precios marginales localizados se definen como el costo marginal para suministrar el incremento de demanda en una locación específica, que se deriva de la función *lagrangeana* respecto a un aumento de la demanda. Los resultados muestran la efectividad del modelo de mercado de energía propuesto con VE involucrados, por su importancia inmediata y de gran alcance para promover el desarrollo de los VE. Las limitaciones del trabajo son la falta de integración con otros servicios auxiliares [36].

En [16] se propone un modelo de planificación que busca cooptimizar los costos de inversión y operación de generación convencional y demanda flexible, en forma de carga y descarga inteligente de VE. El modelo propuesto se aborda en un equilibrio de largo plazo determinista, donde el costo total del sistema es minimizado por un planificador centralizado. Para hacer el problema computacionalmente manejable, se usa un enfoque basado en semanas típicas, escogiendo 5 semanas típicas que representan las 4 estaciones más una semana extrema de invierno. Además, se disminuye aún más la carga computacional gracias al uso de la técnica del *clustering* de la generación y los VE, lo que permite reducir masivamente el número de variables de decisión y restricciones, evitando las no linealidades. Así, el modelo usa variables de decisión enteras en vez de binarias para la inversión de generación y decisiones de predespacho.

El problema formulado en [16] es un problema de optimización entera mixta de gran escala. La función objetivo es la minimización de los costos totales del sistema, que incluye los costos de operación e inversión de la generación convencional; los recortes de demanda, generación convencional y eólica; costos de inversión de VE flexibles; y el costo asociado a

la degradación de las baterías de los VE debido al V2G. Luego, se modelan las restricciones del sistema como balance de generación y demanda, reservas en giro de subida y bajada, restricciones de emisiones de CO₂ y restricciones operacionales de generación convencional.

Por último, se tienen el modelamiento de la carga inteligente de los VE, donde está la restricción de balance de energía de las baterías, la cual considera pérdidas por eficiencia y conexión a la red; restricciones de mínimo y máximo EDC de la batería; energía extraída por el V2G; y potencia máxima y mínima de carga y descarga. Estas restricciones corresponden a las restricciones (2.34)-(2.38), respectivamente. Además, se modela también las restricciones de las reservas en giro de los VE, tanto de subida como de bajada, como también la neutralidad energética de las baterías de los VE, que implica que al final de cada día se debe tener un mismo nivel de energía predefinido. Esto asume que la energía pueda ser distribuida solo de forma intradiaria [16].

En cuanto al VE considerados, se obtuvo el patrón de la flota de VE de Reino Unido, usando los patrones promedios de los conductores. Se asumieron dos viajes al día, creando grupos de diferentes tipos de VE, cada uno con combinaciones de tiempo de inicio y final diferentes, al igual que los consumos requeridos para los dos viajes. Los resultados demuestran que la flexibilidad de los VE permiten aplanar la demanda neta, reduciendo los niveles de demanda *peak* y absorbiendo la variabilidad introducida por la generación eólica, lo que a su vez impactó el *mix* de generación óptimo, permitiendo una integración costo efectiva de una mayor proporción de generación base. Algunos de los desafíos de [16], es que las decisiones en los sistemas existentes basados en un mercado desregulado generan que los participantes tomen decisiones de forma descentralizada, buscando el óptimo beneficio propio, y no de forma centralizada como se realizó en el estudio.

Por otra parte, en [29] se estudia el impacto de la electrificación masiva de los vehículos en la planificación de la expansión y operación, al año 2030. La planificación de la expansión de la generación y transmisión se formula como un problema entero lineal mixto, donde el objetivo es minimizar tanto los costos de operación como los de inversión. Se considera la posibilidad de carga inteligente proveída por VE privados, taxis y buses. No se considera el V2G. Se utiliza una técnica de días representativos para captura la dinámica de operación horaria del SEP, a través de lo largo del año. Se escogen 6 días representativos. Por otro lado, se estudian 5 casos con diferentes niveles de penetración de VE al año 2030, siendo el caso de estudio Chile.

En cuanto al modelamiento del problema en [29], se tiene la función objetivo, que busca minimizar los costos totales anualizados de operación e inversión de generación y transmisión. Luego, se tienen restricciones del sistema de transmisión, de generación, de requerimientos de reservas y de cuota de energías renovables. Por último, se modela la carga inteligente de VE, con las restricciones (2.31)-(2.33) ya mostradas. Los resultados indican que el uso de la carga inteligente puede alterar significativamente el plan de expansión, donde en el caso de estudio permite la instalación de más centrales de energía solar (2,4 %). Algunos desafíos del trabajo son modelar con más profundidad los diferentes tipos de VE, con distintos patrones de carga y capacidades de baterías.

2.3.3. Métricas de flexibilidad de sistemas eléctricos de potencia

Una mayor flexibilidad ha sido identificada como un requisito clave en los SEP del futuro. La conversión de la producción de energía a fuentes de generación de energía renovable traen consigo variabilidad e incertidumbre asociadas a estas tecnologías, lo cual significa que se requerirá mayor flexibilidad en los sistemas para integrar esas tecnologías de forma exitosa. En los SEP tradicionales, la flexibilidad es proveída por los generadores flexibles y el almacenamiento de energía a gran escala (p. ej. una central hidráulica de bombeo). Actualmente, con la tecnología de comunicaciones avanzando, una cantidad significativa de flexibilidad puede estar disponible desde el lado de la demanda [37]. Múltiples actores se pueden beneficiar de la flexibilidad del lado de la demanda. Por tanto, se procederá a revisar algunas métricas de flexibilidad que permitirán cuantificar esta, y que están relacionadas con sistemas de almacenamiento de energía asociados a construcciones, dentro de los cuales se encuentran los VEB, que en futuro serán cargados y/o descargados desde estas construcciones.

Las métricas de flexibilidad pueden incluir diferentes aspectos de desempeño. En la mayoría de los casos, las métricas consideran los cambios de energía y potencia, y la duración de la operación flexible. Algunas métricas consideran solo la energía, como sería el auto consumo de una planta fotovoltaica. Por otro lado, la métrica *power shifting capability* (PSC) considera tanto los aspectos de potencia y duración de la operación flexible [38].

El término “flexibilidad” es una cantidad relativa en contraste con la “inflexibilidad”. Por esto, la cuantificación de la flexibilidad usualmente requiere una línea base o caso *business-as-usual* (BaU) para representar el escenario *inflexible*. De las 61 de métricas revisadas en [38], 38 necesitan de esta línea base para ser calculada, las cuales pueden ser referencias de potencia, perfiles de carga de operación normal y/o de operación flexible.

En [38] se presentan las métricas de flexibilidad en edificios residenciales más utilizadas en la literatura, algunas de las cuales también se exponen en [39] y [40]. Varias de ellas se usan de forma general para representar flexibilidad de sistemas de almacenamiento de calor, lo cual es un sistema de almacenamiento de energía, por lo que se pueden adaptar y utilizar en el caso de los VEB. A continuación, se revisarán algunas de estas métricas.

2.3.4. Métricas Peak power reduction y Peak power reduction percentage

Primero, se tiene la métrica *Peak power reduction* (ΔP), que se observa en la ecuación (2.39). Esta métrica se enfoca en el aspecto de potencia, indicando la demanda de potencia reducida durante horas *peak* debido a la operación flexible. Esta métrica requiere una línea base, la cual corresponde a $P_{\text{peak ref}}$, que es comparada con la operación flexible, indicada por $P_{\text{peak flexible}}$ [38]. Adicionalmente, se presenta la métrica *Peak power reduction percentage* ($\Delta P\%$), la cual indica el porcentaje de potencia de demanda reducida durante la hora *peak* debido a la operación flexible. Esta métrica usa las mismas variables que la descrita previamente, pero entrega un resultado porcentual, como se aprecia en la ecuación (2.40) [38].

$$\Delta P = P_{\text{peak ref}} - P_{\text{peak flexible}} \quad (2.39)$$

$$\Delta P \% = 1 - \frac{P_{\text{peak flexible}}}{P_{\text{peak ref}}} \quad (2.40)$$

2.3.5. Métrica Flexibility Factor

Otra métrica presente en [38] y [40] corresponde a *Flexibility Factor* (FF). Indica la cantidad (energía, costos o emisiones) durante horas de alta carga en comparación a horas de baja carga, en un rango entre -1 (se cuantificó solo en horas de alta carga) y 1 (se cuantificó solo en horas de baja carga) [38]. Como se aprecia en la ecuación (2.41), se tiene dos variables, $Quantity_{\text{low load}}$ y $Quantity_{\text{low high}}$, las cuales representan la cantidad de lo que se esté calculando con la métrica en horas de baja carga y alta carga, respectivamente. Otra interpretación del rango de esta métrica indica que si esta vale -1 se relaciona a un sistema altamente inflexible, y si vale 1 indica la mayor flexibilidad deseada [40]. Esta métrica no necesita una línea base. En la ecuación (2.42) se ve un ejemplo de la métrica FF aplicada con cantidades de energía usadas para cargar los VEB, calculando la integral de su potencia Q_{VEB} [40].

$$FF = \frac{Quantity_{\text{low load}} - Quantity_{\text{high load}}}{Quantity_{\text{low load}} + Quantity_{\text{high load}}} \quad (2.41)$$

$$FF = \frac{\int_0^{\text{lowload}} Q_{VEB} dt - \int_0^{\text{highload}} Q_{VEB} dt}{\int_0^{\text{lowload}} Q_{VEB} dt + \int_0^{\text{highload}} Q_{VEB} dt} \quad (2.42)$$

2.3.6. Métrica Capacity of ADR

Por otro lado, existe la métrica *Capacity of ADR* (C_{ADR}), la cual representa la reducción de consumo de energía durante un evento de respuesta de demanda activa (ADR). Esta métrica se enfoca en la energía. Se puede apreciar el cálculo de esta en la ecuación (2.43), donde se tiene la integral durante la duración del evento ADR ($largo_{ADR}$) de la diferencia entre la potencia durante el evento (Q_{ADR}) y la potencia en operación normal (Q_{ref}) [38] [39].

$$C_{ADR} = \int_0^{\text{largo}_{ADR}} (Q_{ADR} - Q_{ref}) dt \quad (2.43)$$

2.3.7. Métrica Efficiency of ADR

Relacionado a la métrica anterior, se tiene la métrica *Efficiency of ADR* (η_{ADR}), la cual indica la eficiencia de almacenamiento de energía durante el evento ADR [38] [39]. Como se observa en la ecuación (2.44), se tienen las mismas variables que en la métrica C_{ADR} , donde el resultado se obtiene de restar a 1 la división entre la integral hasta infinito con la integral correspondiente al evento ADR, siendo esta última igual a C_{ADR} . La integral en el denominador, C_{ADR} , es igual a la energía almacenada durante el evento ADR [39]. Esta métrica también requiere de una línea base [38]. Cabe destacar que tanto la métrica C_{ADR} y η_{ADR} no son constantes, dado que varían en dependencia con el tiempo y las condiciones de

borde [39].

$$\eta_{ADR} = 1 - \frac{\int_0^\infty (Q_{ADR} - C_{ref}) dt}{\int_0^{t_{arg\,ADR}} (Q_{ADR} - Q_{ref}) dt} \quad (2.44)$$

2.3.8. Métrica Power shifting capability

Adicionalmente, se tiene la métrica *power shifting capability* o PSC, la cual es una medida de la flexibilidad energética instantánea. Esta métrica describe la relación entre el desplazamiento de potencia (Q_δ) que se puede obtener en cualquier momento dado y la duración que este desplazamiento puede ser mantenido (t_δ), lo cual la diferencia de C_{ADR} y η_{ADR} , las que se pueden interpretar como propiedades características del sistema de almacenamiento en su estado de diseño [39]. Para cuantificar esta métrica, se tiene al VEB iniciando en un estado X_0 y se deben asumir ciertas predicciones de las futuras condiciones de borde. Como se observa en la ecuación (2.45), se calcula el desplazamiento de potencia (Q_δ) como la diferencia entre la potencia del VEB durante el evento ADR (Q_{ADR}) y la potencia del VEB durante operación normal (Q_{ref}).

$$Q_\delta = Q_{ADR} - Q_{ref} \quad (2.45)$$

$$PSC = t_\delta(Q_\delta) \quad (2.46)$$

Luego, la duración que el desplazamiento puede ser mantenido (t_δ) se calcula como la duración hasta que se alcance el límite de carga de la batería del VEB, ya sea límite máximo (batería llena) o límite mínimo (mínima energía necesaria para suplir las necesidades de uso del VEB). Así, la métrica PSC se expresa como se aprecia en la ecuación (2.46). Por último, es importante mencionar que se hace distinción entre la capacidad de desplazamiento de potencia hacia arriba o hacia abajo, representando respectivamente un incremento o disminución en la potencia de carga comparado al estado actual [39].

2.3.9. Métrica Flexibility Index

Finalmente, se tiene la métrica *Flexibility Index* (FI), la cual indica la fracción de costos ahorrados por una estrategia de operación consciente de sanciones (flexible) comparada con una estrategia operacional ignorante de sanciones (línea base). Esta métrica se enfoca en la dimensión de los costos y requiere de una línea base para su cálculo, la cual se observa en la ecuación (2.47) [38].

$$FI = 1 - \frac{\text{Costo de operación flexible}}{\text{Costo de operación de línea base}} \quad (2.47)$$

2.3.10. Métricas Power Payback Ratio

Por otro lado, en [37] se presenta una forma de cuantificar la cantidad de flexibilidad (en kW) que pueden ofrecer las bombas de calor eléctricas (HEP), las cuales se pueden adaptar a los VEB, donde la cuantificación va a depender de la capacidad y nivel operacional de estos. Se puede asumir que los VEB están en dos estados, conectados o desconectados. La

flexibilidad de subida es igual a la cantidad total de potencia eléctrica de los VEB agregados que puede ser reducida/incrementada a un mínimo/máximo nivel operacional desde el nivel actual. Los términos “upward” y “downward” son análogos a los términos de servicios de reserva de subida y bajada que son ofrecidos por los generadores convencionales, con donde “upward” se asocia a la rampa de subida y “downward” a la rampa de bajada. Así, la cantidad de flexibilidad de subida y bajada (tf_t^{UP} y tf_t^{DN}) de un grupo de N VEB se calcula como la suma de la flexibilidad de cada unidad, como se aprecia en las ecuaciones (2.48) y (2.49) [37].

$$tf_t^{UP} = \sum_{n=1}^N (P_{n,t}^E \cdot u_{n,t}^E) \quad (2.48)$$

$$tf_t^{DN} = \sum_{n=1}^N [P_{n,t}^E \cdot (1 - u_{n,t}^E)] \quad (2.49)$$

$P_{n,t}^E$ representa la potencia eléctrica del VEB, mientras que la variable binaria $u_{n,t}^E$ representa el estado de *commitment* del VEB (reserva de subida o bajada). La flexibilidad calculada es el valor instantáneo basado en la operación original programada del VEB para unidad de tiempo, por lo tanto, cualquier interrupción de la operación programada de uno de los vehículos puede alterar la cantidad de flexibilidad en las siguientes horas. Si se usa la flexibilidad por la respuesta de demanda (RD) más de una vez al día, la cantidad de flexibilidad original puede cambiar después del primer uso, debido a las necesidades energéticas del VEB para satisfacer al usuario [37].

Diferentes actores pueden estar interesados en las actividades de RD, como por ejemplo: operador del sistema (OS), operador del sistema de transmisión (OST), operador del sistema de distribución (OSD), vendedores minoristas, agregadores y consumidores. En [37] se diseñan métricas separadas para los distintos participantes del sistema, con las cuales se puede cuantificar el impacto de las actividades de suministro de servicio durante su utilización y/o en periodos posteriores al servicio. Se procederá a revisar estas métricas respecto al operadores del sistema, debido a que se utilizará un modelo centralizado en la memoria a desarrollar.

Como se explica en [37], los cambios de potencia *peak* debido a la actividad de RD son información crucial para el operador de la red, por lo que presentan una métrica llamada *Power Payback Ratio*, la cual cuantifica la variación de la potencia *peak*. Se calcula como el porcentaje de la máxima demanda eléctrica del grupo de VEB en la RD y en el caso BaU, lo que se puede apreciar en la ecuación (2.50). Esto se calcula con la potencia de los VEB en ambos casos ($P_{n,t}^{E_{BaU}}$ y $P_{n,t}^{E_{RD}}$) y sus correspondientes estados operacionales ($u_{n,t}^{E_{BaU}}$ y $u_{n,t}^{E_{RD}}$). Esta métrica puede informar al OSD y OST para evitar una potencial gestión de la red, y así permitir al OS programar capacidad de generación.

$$PPR = \frac{\max_{t \in T} [\sum_{n=1}^N (P_{n,t}^{E_{RD}} \cdot u_{n,t}^{E_{RD}})]}{\max_{t \in T} [\sum_{n=1}^N (P_{n,t}^{E_{BaU}} \cdot u_{n,t}^{E_{BaU}})]} \quad (2.50)$$

La aplicación de RD puede llevar a la sincronización de la operación de los VEB y, sub-

secuencialmente, incrementar los *peak* de consumo de electricidad. Por lo tanto, el *factor de coincidencia* puede ser otra métrica genérica e importante para los operadores de red [37]. Finalmente, se presenta una tabla resumen de las métricas revisadas, la Tabla 2.3, indicando una breve descripción de cada métrica, como también los aspectos que revisan y si es que necesitan línea base o no.

Tabla 2.3: Resumen de métricas de flexibilidad revisadas.

Métricas	Definición	Aspecto a revisar	¿Necesita Línea Base?
Peak power reduction	Potencia de demanda reducida durante hora <i>peak</i> debido a operación flexible	Potencia	Si
Peak power reduction %	Porcentaje de potencia de demanda reducida durante hora <i>peak</i> debido a operación flexible	Potencia	No
Flexibility Factor (FF)	Indicador de comparación de una cantidad en alta carga con una cantidad en baja carga	Energía, costo y emisiones	No
Capacity of ADR	Reducción de consumo de energía durante un evento ADR	Energía	Si
Eficiencia de ADR	Eficiencia de almacenamiento de energía durante un evento ADR	Energía	Si
Power shifting capability (PSC)	Medida de flexibilidad energética instantánea	Energía	Si
Flexibility Index (FI)	Porcentaje de costos ahorrados por una operación flexible comparada con una operación de línea base	Costo	Si
Power Payback Ratio (PPR)	Cuantifica la variación de potencia <i>peak</i> debido a RD	Potencia	Si

Capítulo 3

Modelamiento de VEB para la planificación de la operación de sistemas de potencia

3.1. Metodología

Para lograr los objetivos planteados en la presente memoria, se propone una metodología de investigación como la que se muestra en la Figura 3.1. En este diagrama de flujo, se tienen dos ramas de flujo de acciones. La rama derecha de acciones, cuadros de color celeste, indican el proceso principal de modelamiento de la presente memoria. En el primer cuadro se procede con el desarrollo de un modelo de operación de vehículos eléctricos en SEP, específicamente el Sistema Eléctrico Nacional. Este esquema es un modelo de optimización entero mixto, que busca optimizar la operación del sistema, minimizando los costos totales de este, incluyendo en la operación de un SEP a los VE. Se lleva a cabo el desarrollo del modelo gracias a los distintos modelos de optimización de la operación de VE, revisados en el Estado del Arte, los cuales se usarán como base para la realización del modelo del presente trabajo.

Una vez desarrollado el modelo de operación de VE en SEP, se procede a realizar pruebas a este para verificar su correcto funcionamiento. Así, si el modelo desarrollado entrega resultados incoherentes o inconsistentes, se puede asumir que hubo errores en el desarrollo del modelo, por lo cual se vuelve al cuadro inicial de la metodología para revisar el modelo. En caso de que el modelo funcione correctamente, se procede al siguiente paso de la metodología, el cual corresponde a la definición de escenarios de penetración futura de VE. Esto se lleva a cabo usando fuentes públicas, como la ECLP [10], la Estrategia de Electromovilidad [5] y la PEN [4], y reportes disponibles de entes como el Coordinador Eléctrico Nacional [12]. En [16] y [29] se definen varios escenarios de penetración de VE, aplicados al caso de estudio, con proyecciones adaptadas a cada caso específicamente.

Luego de definir los escenarios, se pasa a la definición de perfiles de uso de VE. Para definir estos perfiles de uso, primero se debe explicitar que tipo de VE serán considerados para el estudio, como vehículos particulares, transporte público, transporte privado o vehículos de carga. Para esta memoria se acotará el estudio a VE particulares. Con el tipo de vehículo escogido, se procede a definir un perfil de uso estándar de estos, lo cual entrega los datos necesarios para las restricciones del modelo asociadas al uso del vehículo por parte del usuario.

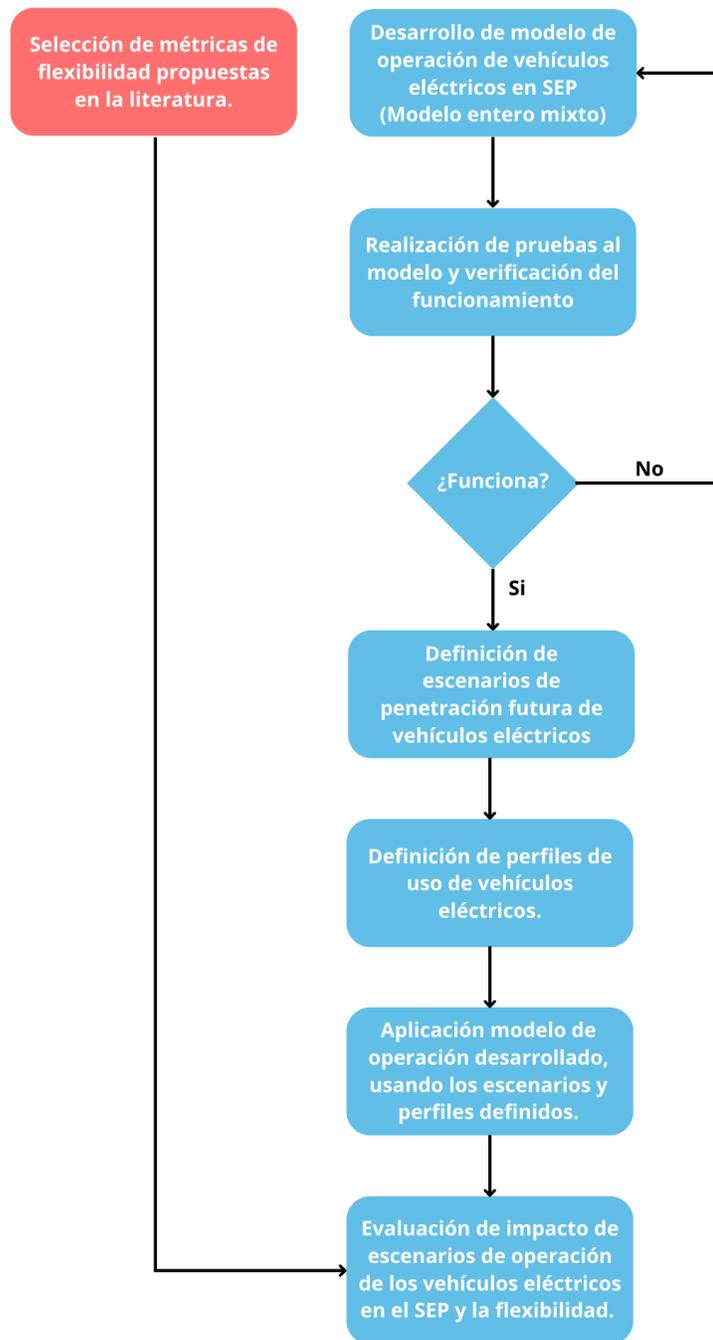


Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología definida.

La definición de patrones de uso de los VE es un paso importante y necesario a realizar en esta metodología. Primero, al definir el patrón de uso, se puede saber la cantidad de viajes a realizar por el vehículo al día, como también la distancia que recorre diariamente un vehículo. Con esta información es posible asumir el requerimiento de energía de los vehículos, como también las horas del día en que estos estarán conectados a la red, es decir, el perfil de conexión.

Con los escenarios de penetración y perfiles de uso de los VE, se puede realizar la aplicación del modelo de operación desarrollado, usando estos datos como entrada. Así, se tendrán los resultados de la optimización de la operación del SEP con VE, en los distintos escenarios de penetración propuestos previamente, datos esenciales para la investigación. Con esto, una vez aplicado el modelo y obtenidos los resultados, se puede evaluar los impactos de la penetración VE en la operación del SEP y en su flexibilidad. Para ello, se procede a realizar una evaluación de económica, comparando los diferentes costos de operar el sistema eléctrico en los diferentes escenarios de penetración de VE. Además, se comparará también el impacto en la flexibilidad del sistema, lo cual se hará calculando varias métricas de flexibilidad en los distintos escenarios y comparando estas entre sí.

Estas métricas de flexibilidad vienen del primer flujo de acción del diagrama, el de la izquierda, cuadro de color rojo. Este cuadro indica la selección de métricas de flexibilidad propuestas en la literatura. Se realizó una revisión exhaustiva de las métricas de flexibilidad operacional de los sistemas eléctricos de potencia, de las cuales se seleccionaron dos métricas: *Flexibility Index* y *Peak power reduction percentage*. Estas métricas se utilizan al final de la metodología para evaluar el impacto de los VE en la flexibilidad del sistema y estudiar así su capacidad proveer de esta al Sistema Eléctrico Nacional. Se escogieron estas métricas debido a que permiten identificar dos posibles beneficios en la operación de los SEP, como lo son la reducción de costos de totales de operación y la disminución de la demanda punta. Además, los resultados que se obtendrán de las simulaciones permiten el cálculo de ellas de forma sencilla.

El modelo de operación de VE a desarrollar será incorporado a la herramienta de planificación *FLEX-TRAN*, la cual permite simular la operación de sistemas eléctricos de potencia. Esta herramienta esta siendo desarrollada en el marco del proyecto Fondef de Investigación Aplicada (ID20I10412) denominado FlexTran, la cual es una herramienta de planificación de la transmisión determinística, considerando tecnologías flexibles tales como: opciones de *line-uprating*, baterías y esquemas especiales de protección. La herramienta fue implementada en *Python*, utiliza programación modular y orientada a objeto, e incorpora el algoritmo de *Column Generation* para solucionar el problema de optimización.

Para esta memoria, se usa la parte del programa que simula y optimiza la operación en un año específico, sin considerar posibles inversiones que se puedan hacer en el horizonte de evaluación. Como estrategia de optimización se usó *Single MILP* o programación lineal entera mixta, el cual resuelve directamente el modelo de planificación de la operación que se presentará en la Sección 3.2.2, utilizando el *solver Gurobi*.

3.2. Modelamiento de operación de VEB en SEP

3.2.1. Restricciones de operación de VEB

Para el modelamiento de la operación de VEB, se consideran varios grupos de vehículos, con iguales características técnicas, los cuales son modelados en su conjunto y no individualmente. Cada grupo de vehículos es asignado a una barra del sistema, teniendo estos grupos características que se asocian a las barras donde se conectan. Estas características son: can-

tividad de VEB, perfil de uso de los vehículos, perfil de conexión, requerimientos energéticos y perfil de carga de vehículos inflexibles. El perfil de uso permite definir el perfil de conexión y el perfil de carga de vehículos inflexibles, los cuales se basan en los comportamientos de los usuarios en cada barra del sistema, permitiendo recoger la variabilidad de comportamiento en función de la geografía. Gracias al perfil de uso, también se define el requerimiento energético, el cual indica la energía necesaria diaria para viajes del usuario, lo que se basa en las distancias recorridas por estos. Esto permite indicarle al modelo cuanta energía debe haber en las baterías en las horas específicas donde se producen los viajes.

La operación de los VEB está modelada por (3.1)– (3.7). La restricción (3.1) expresa el balance de energía en las baterías de los VEB en cada hora del horizonte de planificación, considerando las pérdidas durante la carga, la conexión a la red, la potencia descargada para V2G y el requerimiento energético del usuario. Los parámetros η_ν^c y η_ν^d corresponden a la eficiencia carga y descarga del VEB del tipo ν , respectivamente [41]. Respecto a las variables en esta ecuación, $E_{\nu,y,k,t}^{EV}$ corresponden al nivel total de energía de todas las baterías de todos los VEB flexibles del tipo ν , el año y , el día k , a la hora t , mientras que las variables $P_{\nu,y,k,t}^{EVc}$ y $P_{\nu,y,k,t}^{EVd}$ representan la potencia total demandada y la potencia total descargada de todos los VEB flexibles del tipo ν , el día k , a la hora t , respectivamente. Además, se tiene el parámetro $e_{\nu,y,k,t}^{tr}$, el cual indica los requerimientos de energía para viajar de los usuarios de cada VEB y para cada hora del horizonte de planificación [16].

$$E_{\nu,y,k,t}^{EV} = E_{\nu,y,k,t-1}^{EV} + \eta_\nu^c P_{\nu,y,k,t}^{EVc} - P_{\nu,y,k,t}^{EVd} / \eta_\nu^d - N_\nu^{EV} e_{\nu,y,k,t}^{tr} \quad \forall y, k, t, \nu \quad (3.1)$$

$$\underline{e}_\nu N_\nu^{EV} \leq E_{\nu,y,k,t}^{EV} \leq \bar{e}_\nu N_\nu^{EV} \quad \forall y, k, t, \nu \quad (3.2)$$

$$P_{\nu,y,k,t}^{EVc} \leq N_\nu^{EV} \bar{p}_\nu^c \Lambda_{\nu,y,k,t} \quad \forall y, k, t, \quad \nu \in \mathcal{V}^{\text{flex}} \quad (3.3)$$

$$P_{\nu,y,k,t}^{EVd} \leq N_\nu^{EV} \underline{p}_\nu^d \Lambda_{\nu,y,k,t} \quad \forall y, k, t, \quad \nu \in \mathcal{V}^{\text{flex}} \quad (3.4)$$

$$P_{\nu_n,y,k,t}^{EVc} = N_{\nu_n}^{EV} p_{\nu_n,y,k,t}^{cNf} \quad \forall y, k, t, \quad \nu_n \in \mathcal{V}^{\text{Nflex}} \quad (3.5)$$

$$P_{\nu_n,y,k,t}^{EVd} = 0 \quad \forall y, k, t, \quad \nu_n \in \mathcal{V}^{\text{Nflex}} \quad (3.6)$$

$$E_{\nu,y,k,0}^{EV} = E_{\nu,y,k,|T_k|}^{EV} = N_\nu^{EV} e_\nu^{\text{ed}} \quad \forall y, k, \nu \quad (3.7)$$

Los niveles de energía máxima y mínima almacenada en los VEB está limitado por (3.2). Los parámetros \underline{e}_ν y \bar{e}_ν representan el estado de carga mínimo y máximo posible de las baterías de cada VEB del tipo ν . Así, el estado de energía de las baterías de los VEB quedan limitados por el mínimo nivel de carga y el máximo estado de carga de las baterías [16].

Las restricciones (3.3) y (3.4) representan las potencias máximas de carga y descarga de los VEB flexibles. Ambas restricciones limitan la potencia máxima de carga y descarga en función de los límites operativos de las baterías de cada VEB, la cantidad de vehículos y un parámetro $\Lambda_{t,\nu}$. Los parámetros \bar{p}_ν^c y \underline{p}_ν^d corresponden a la potencia máxima y mínima de las baterías de los VEB, respectivamente. Por otro lado, el parámetro $\Lambda_{t,\nu}$ corresponde al perfil de conexión a la red de los VEB. El perfil de conexión es un dato de entrada, el cual define para todas las horas del año el estado de conexión a la red, siendo 0 desconectado y 1 conectado. De esta forma, al estar desconectado, el parámetro vale 0, por tanto, la potencia máxima será 0, imposibilitando que entregue o absorba energía de la red. La descripción de los perfiles utilizados en esta memoria se presentan en detalle en la Sección 4.4.

Por otra parte, las restricciones (3.5) y (3.6) indican las potencias de carga y descarga de los VEB no flexibles. Estas restricciones son igualdades, dado que representan los VEB inflexibles, lo que implica que sus potencias de carga y descarga para cada hora están definidas como datos de entrada, y no varían a lo largo del horizonte de planificación. La potencia de carga inflexible $P_{\nu_n,y,k,t}^{\text{EVc}}$ esta limitada por la cantidad de VEB inflexibles y el parámetro $p_{\nu_n,y,k,t}^{\text{cNF}}$, que corresponde a la potencia definida a cargarse en cada hora específica. Por otra parte, la potencia de descarga de los VEB inflexibles $P_{\nu_n,y,k,t}^{\text{EVd}}$ es igual a cero, dado que los estos no utilizan V2G y no entregan energía al sistema desde sus baterías.

La restricción (3.7) indica que el nivel de energía almacenada en los VEB al inicio y final de cada día representativo debe tomar el mismo valor, el cual está definido como dato de entrada, representado por e_{ν}^{ed} . Esta restricción implica la neutralidad energética de los VEB, dado que no pueden almacenar energía para entregarla un día diferente, es decir, la gestión de la demanda y carga es intradía [16].

Estas restricciones presentadas permiten modelar los VEB de forma colectiva, sin perder el detalle de las características técnicas de cada tipo de vehículo. La energía y potencias de los vehículos son modeladas de forma que se utilizan como un *pool* de energía y potencias disponibles, donde se asume que se tiene a disposición el total de la energía de los vehículos, y que la potencia total es la potencia conjunta de estos. Así, se evita complejizar el modelo teniendo consignas de potencia y energía para cada VEB del sistema, reduciendo el número de variables, y por tanto, los costos computacionales de la simulación [16].

Por último, al agrupar los VEB en grupos con características de uso similares, se puede asignar sus perfiles de uso y requerimientos energéticos sin una significativa pérdida de exactitud. Lo mismo ocurre con sus características técnicas, pudiendo promediar estas para una gran cantidad de VEB de similar uso, con lo que se obtienen valores que logran representar la mayoría, permitiendo utilizar estos valores para dicho grupo de vehículos. La cantidad de grupos o tipos de vehículos que se desea utilizar queda a elección del usuario, por lo que esta modelación sirve tanto para simulaciones complejas y detalladas como para simulaciones sencillas y con menor requerimiento computacional.

3.2.2. Modelamiento de planificación de la operación en SEP

El objetivo es determinar la operación del sistema de modo de minimizar los costos de inversión y operación para un horizonte de planificación \mathcal{Y} . Para capturar la variabilidad horaria y estacional de la demanda y de las fuentes de generación renovable, el año y es representado mediante un *set* de días representativos \mathcal{D} con resolución horaria. Además, la operación es representada mediante un modelo de predespacho económico, como el revisado en la Sección 2.2.1, incluyendo las restricciones de control de frecuencia primario y secundario, coordinación hidrotérmica y sistemas de almacenamiento de energía.

A continuación se describe la nomenclatura utilizada, la función objetivo y las restricciones del problema de planificación de la operación propuesto.

3.2.2.1. Variables de operación

$\theta_{b,y,k,t}$	Ángulo de fase asociado a la barra b en hora t , día k , año y [rad].
$D_{b,y,d,t}^{\text{shed}}$	Demanda no servida en barra b en hora t , día k , año y [MW].

$D_{g,y,k,t}$	Estado apagado del generador g en hora t , día k , año y .
$E_{e,y,k,t}$	Energía en sistema de almacenamiento e en hora t , día k , año y [MWh].
$E_{g,y,k,t}^{\text{CSP}}$	Energía en sistema de almacenamiento de central CSP g en hora t , día k , año y [MWh].
$E_{\nu,y,k,t}^{\text{EV}}$	Energía total almacenada en todos los EV del tipo ν en hora t , día k , año y [kWh].
$F_{l,y,k,t}$	Flujo por línea l en hora t , día k , año y [MW].
$P_{e,y,k,t}^{\text{c}}$	Potencia de carga sistema de almacenamiento e en hora t , día k , año y [MW].
$P_{e,y,k,t}^{\text{d}}$	Potencia de descarga sistema de almacenamiento e en hora t , día k , año y [MW].
$P_{b,y,k,t}^{\text{dump}}$	Exceso de generación en barra b en hora t , día k , año y [MW].
$P_{g,y,k,t}^{\text{pump}}$	Potencia bombeada por central de bombeo g en hora t , día k , año y [MW].
$P_{g,y,k,t}^{\text{RESshed}}$	Recorte de generación generador ERNC g en hora t , día k , año y [MW].
$P_{g,y,k,t}$	Potencia generada por generador g en hora t , día k , año y [MW].
$P_{\nu,y,k,t}^{\text{EVc}}$	Potencia de carga total de todos los EV del tipo ν en hora t , día k , año y [kW].
$P_{\nu,y,k,t}^{\text{EVd}}$	Potencia de descarga total de todos los EV del tipo ν en hora t , día k , año y [kW].
$Q_{g,y,k,t}^{\text{dump}}$	Caudal vertido por generador g en hora t , día k , año y [m ³ /s].
$Q_{r,y,k,t}^{\text{dumpNF}}$	Caudal ficticio vertido por embalse r en hora t , día k , año y [m ³ /s].
$Q_{g,y,k,t}^{\text{inNF}}$	Afluente ficticio a embalse r en hora t , día k , año y [m ³ /s].
$Q_{g,y,k,t}^{\text{leak}}$	Caudal filtrado por generador g en hora t , día k , año y [m ³ /s].
$R_{e,y,k,t}^{\text{prim}}$	Reserva primaria del almacenamiento e en hora t , día k , año y [MW].
$R_{g,y,k,t}^{\text{prim}}$	Reserva primaria del generador g en hora t , día k , año y [MW].
$R_{e,y,k,t}^{\text{sec}}$	Reserva secundaria del almacenamiento e en hora t , día k , año y [MW].
$R_{g,y,k,t}^{\text{sec}}$	Reserva secundaria del generador g en hora t , día k , año y [MW].
$R_{g,y,k,t}^{\text{down}}$	Reserva de bajada del generador hidráulico g en hora t , día k , año y [MW].
$S_{g,y,k,t}$	Estado de encendido generador g en hora t , día k , año y .
$U_{g,y,k,t}$	Estado del generador g en hora t , día k , año y .
$V_{r,y,k,t}$	Volumen del embalse r en hora t , día k , año y [Hm ³]

3.2.2.2. Parámetros

α_r^{filt}	Tasa filtración embalse r .
$\alpha_{g,y,k,t}$	Generación disponible para generador ERNC g en hora t , día k , año y [p.u.].
β^{Rp}	Tiempo requerido de reservas primarias de sistemas de almacenamiento [h].
β^{Rs}	Tiempo requerido de reservas secundarias de sistemas de almacenamiento [h].
η_g^{pump}	Eficiencia en modo bombeo de central de bombeo g [MW/(m ³ /s)].
η_e	Eficiencia del sistema de almacenamiento e .
η_g^{csp}	Eficiencia del sistema de almacenamiento de central CSP g .
η_{ν}^{c}	Eficiencia de carga de EV del tipo ν .
η_{ν}^{d}	Eficiencia de descarga de EV del tipo ν .
η_g	Eficiencia generador hidráulico g [MW/(m ³ /s)].
γ_y^{RsERNC}	Porcentaje de generación variable que debe ser cubierto por reserva secundaria [%].
$\bar{\varepsilon}_e$	Energía máxima sistema de almacenamiento e [MWh].
$\underline{\varepsilon}_e$	Energía mínima sistema de almacenamiento e [MWh].
$\bar{\varepsilon}_{g,y}^{\text{CSP}}$	Energía máxima sistema de almacenamiento de central CSP g el año y [MWh].

$\Lambda_{\nu,y,k,t}$	Estado de conexión a la red del EV del tipo ν en hora t , día k , año y .
σ_k	Peso asociado a día k .
τ_g^{off}	Tiempo mínimo fuera de servicio del generador g [h].
τ_g^{on}	Tiempo mínimo de operación del generador g [h].
$c_{g,y}$	Costo variable del generador g en año y .
c_g^{start}	Costo de encendido del generador g [USD/MWh].
c_g^{down}	Costo de apagado del generador g [USD/MWh].
c^{dump}	Penalización por exceso de generación [USD/MWh].
c^{dumpNF}	Penalización por vertimientos/ <i>inflows</i> ficticios [USD/m ³ /s].
c^{lshed}	Costo de demanda no servida [USD/MWh].
c^{RESshed}	Penalización por recorte de renovables [USD/MWh].
$d_{b,y,k,t}$	Demanda en barra b en hora t , día k , año y [MW].
\bar{e}_ν	Energía máxima del EV del tipo ν [kWh].
\underline{e}_ν	Energía mínima del EV del tipo ν [kWh].
$e_{\nu,y,k,t}^{\text{tr}}$	Energía requerida para transporte del EV del tipo ν en hora t , día k , año y [kWh].
e_ν^{ed}	Energía al final de cada día representativo del EV del tipo ν [kWh].
\bar{f}_l	Límite operacional de línea l [MW].
N_ν^{EV}	Cantidad de unidades de EV del tipo ν .
\bar{p}_e	Potencia máxima del sistema de almacenamiento e [MW].
$\bar{p}_{g,y}$	Potencia máxima del generador g en año y [MW].
$\underline{p}_{g,y}$	Potencia mínima del generador g en año y [MW].
\bar{p}_g^{pump}	Potencia máxima de consumo de la central de bombeo g [MW].
\bar{p}_ν^{c}	Potencia máxima de carga del EV del tipo ν [kW].
\bar{p}_ν^{d}	Potencia máxima de descarga del EV del tipo ν [kW].
$p_{\nu,y,k,t}^{\text{cNf}}$	Potencia de carga de EV no flexible del tipo ν en hora t , día k , año y .
q	Tasa de descuento.
r_g^{dn}	Rampa máxima de bajada del generador g [MW/h].
r_g^{up}	Rampa máxima de subida del generador g [MW/h].
r_e^{dn}	Rampa máxima de bajada del sistema de almacenamiento e [MW/h].
r_e^{up}	Rampa máxima de subida del sistema de almacenamiento e [MW/h].
$r_{y,t}^{\text{Rp}}$	Reserva primaria requerida para cubrir las desviaciones de carga [MW].
$r_{y,d,t}^{\text{RsL}}$	Reserva secundaria requerida para cubrir las desviaciones de carga [MW].
\bar{r}_g^{prim}	Reserva primaria máxima que puede ser provista por el generador g [MW].
\bar{r}_g^{sec}	Reserva secundaria máxima que puede ser provista por el generador g [MW].
$SBase$	Potencia base.
\bar{v}_r	Volumen máximo de embalse r .
\underline{v}_r	Volumen mínimo de embalse r .
$v_{r,y}^{\text{fin}}$	Volumen final de embalse r en año y [Hm ³].
$v_{r,y}^{\text{ini}}$	Volumen inicial de embalse r en año y [Hm ³].
$w_{r,y,k,t}$	Afluente a embalse r en hora t , día k , año y [m ³ /s].
y_e^{built}	Año de entrada de sistema de almacenamiento e .
r_g^{ini}	Embalse aguas arriba del generador g .
x_l	Reactancia de línea l .

3.2.2.3. Conjuntos

\mathcal{B} Conjunto de barras del sistema.

\mathcal{C}	Conjunto de corredores.
\mathcal{D}	Conjunto de días (períodos) representativos.
\mathcal{E}	Conjunto de sistemas de almacenamiento.
\mathcal{E}_b	Conjunto de sistemas de almacenamiento conectados a barra b .
\mathcal{G}	Conjunto de generadores.
$\mathcal{G}^{\text{dump}}$	Conjunto de generadores que modelan vertimiento.
$\mathcal{G}^{\text{hydro}}$	Conjunto de generadores hidráulicos.
$\mathcal{G}^{\text{leak}}$	Conjunto de generadores que modelan filtraciones.
$\mathcal{G}^{\text{pump}}$	Conjunto de centrales de bombeo.
\mathcal{G}^{RES}	Conjunto de generadores ERNC.
\mathcal{G}^{th}	Conjunto de generadores térmicos.
\mathcal{G}_b	Conjunto de generadores conectados a barra b .
$\mathcal{G}_r^{\text{end}}$	Conjunto de generadores que entregan caudal a embalse r .
$\mathcal{G}_r^{\text{in}}$	Conjunto de generadores toman caudal de embalse r .
\mathcal{L}	Conjunto de líneas de transmisión.
\mathcal{R}	Conjunto de embalses.
\mathcal{T}_k	Conjunto de horas en día representativo k .
$ \mathcal{T}_k $	Hora final del día representativo k .
\mathcal{V}	Conjunto de EV.
\mathcal{V}_b	Conjunto de EV conectados a la barra b .
$\mathcal{V}^{\text{flex}}$	Conjunto de EV flexibles.
$\mathcal{V}^{\text{Nflex}}$	Conjunto de EV no flexibles.
\mathcal{Y}	Conjunto de años en el horizonte de planificación.

3.2.2.4. Función Objetivo

La función objetivo del problema de planificación de la operación es minimizar el valor presente de los costos de operación para el horizonte de planificación, como se muestra en la ecuación (3.8).

$$\min \frac{1}{q^{y-y_0}} C_y^{\text{OP}} \quad (3.8)$$

Los costos de operación C_y^{OP} , como se aprecia en la ecuación (3.9), se calculan como la suma de los costos fijos de operación y mantenimiento de los generadores, costos variables de operación, costos de encendido y apagado, costos de demanda no servida, costos por recorte de renovables, penalizaciones por exceso de generación, y penalizaciones asociadas a afluentes y vertimientos ficticios.

$$C_y^{\text{OP}} = C_y^{\text{O\&MFix}} + C_y^{\text{Var}} + C_y^{\text{StartDown}} + C_y^{\text{LoadShed}} + C_y^{\text{RESShed}} + C_y^{\text{Dump}} + C_y^{\text{NFdump+inflow}} \quad (3.9)$$

donde

$$\begin{aligned}
C_y^{\text{O\&MFix}} &= \sum_{g \in \mathcal{G}} c_{g,y}^{\text{o\&mfix}} \bar{P}_{g,y} \\
C_y^{\text{Var}} &= \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}_k} \sigma_k \sum_{g \in \mathcal{G}} c_{g,y} P_{g,y,k,t} \\
C_y^{\text{StartDown}} &= \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}_k} \sigma_k \sum_{g \in \mathcal{G}} (c_g^{\text{start}} S_{g,y,k,t} + c_g^{\text{down}} D_{g,y,k,t}) \\
C_y^{\text{LoadShed}} &= \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}_k} \sigma_k \sum_{b \in \mathcal{B}} c^{\text{lshed}} D_{b,y,k,t}^{\text{shed}} \\
C_y^{\text{Dump}} &= \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}_k} \sigma_k \sum_{b \in \mathcal{B}} c^{\text{dump}} P_{b,y,t}^{\text{dump}} \\
C_y^{\text{NFdump+inflow}} &= \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}_k} \sigma_k \sum_{r \in \mathcal{R}} c^{\text{dumpNF}} Q_{r,y,t}^{\text{dumpNF}} + Q_{r,y,t}^{\text{inNF}} \\
C_y^{\text{RESShed}} &= \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}_k} \sigma_k \sum_{g \in \mathcal{G}^{\text{RES}}} c^{\text{RESShed}} P_{g,y,k,t}^{\text{RESShed}}
\end{aligned}$$

Al modelar los VEB existe la posibilidad de considerar ciertos costos en la función objetivo del problema de optimización, como los costos asociados a la operación flexible de los VEB y su capacidad V2G. Estos costos consideran los costos de habilitación del uso flexible de los VEB, como los asociados a la infraestructura de medición, control y comunicación, los cuales serían un monto fijo anualizado por cada VEB que se una al esquema de flexibilidad [16]. Además, se pueden considerar costos asociados a la degradación acelerada de las baterías de los VEB por el uso V2G. Esto no ocurre si el vehículo no es flexible, por lo tanto, existe un costo para los usuarios por la degradación de sus vehículos causado por su uso en la operación del sistema, el cual podría ser considerado dentro de los costos totales de operación del sistema de potencia [16].

En la presente memoria se decide no considerar estos costos en la función objetivo, dado que el enfoque principal de este trabajo es apreciar el efecto de la operación inteligente de los VEB en la flexibilidad del sistema. Además, la definición de estos costos, tanto el de habilitación de la flexibilidad como el de la degradación acelerada de las baterías, son complejos de cuantificar exactamente, los cuales podrían variar dependiendo de la zona donde se habilita la flexibilidad. Por otro lado, según [16], no existen estudios en la literatura que cuantifiquen exhaustivamente estos costos, pero adicionalmente, tampoco hay una regulación en Chile que indique responsabilidades o cuantificaciones de estos.

3.2.3. Restricciones de la operación del SEP

La solución debe cumplir con diferentes restricciones del sistema, tales como: el balance de potencia y las reservas operacionales, restricciones operación para cada generador, sistema de almacenamiento y líneas de transmisión. En las secciones siguientes, se describen cada una de estas restricciones.

3.2.3.1. Restricciones del sistema

La restricción (3.10) asegura el equilibrio de potencia en cada nodo del sistema en cada hora del horizonte de planificación. Las restricciones (3.11) y (3.12) representan los requisitos de reserva primaria y secundaria, respectivamente. Estas reservas se pueden activar en tiempo real para responder frente a desequilibrios debido a la incertidumbre de corto plazo de la

generación y la demanda. La reserva primaria tiene como objetivo limitar las excursiones de frecuencia después de una perturbación. Los recursos de reserva primarios deben estar completamente operativos en segundos. La reserva secundaria tiene como objetivo restaurar la frecuencia del sistema y liberar la reserva primaria. La reserva secundaria debe estar completamente disponible en cuestión de minutos. La reserva secundaria suministrada por los generadores y los sistemas de almacenamiento de energía se determina de manera que las desviaciones en la carga y generación variable puedan ser cubiertas.

$$\begin{aligned} \sum_{g \in \mathcal{G}_b} P_{g,y,k,t} - \sum_{g \in \mathcal{G}_b \cap \mathcal{G}^{\text{pump}}} P_{g,y,k,t} + \sum_{e \in \mathcal{E}_b} (P_{e,y,k,t}^d - P_{e,y,k,t}^c) \\ + 10^{-3} \cdot \sum_{\nu \in \mathcal{V}_b} (P_{\nu,y,k,t}^{EVd} - P_{\nu,y,k,t}^{EVc}) + \sum_{l \in \mathcal{L}_b^{\text{in}}} F_{l,y,k,t} \\ - \sum_{l \in \mathcal{L}_b^{\text{out}}} F_{l,y,k,t} + D_{b,y,k,t}^{\text{shed}} = d_{b,y,k,t} + P_{b,y,t}^{\text{dump}} \quad \forall y, k, t, b \end{aligned} \quad (3.10)$$

$$\sum_{g \in \mathcal{G}^{\text{th}}} R_{g,y,k,t}^{\text{prim}} + \sum_{e \in \mathcal{E}} R_{e,y,k,t}^{\text{prim}} \geq r_{y,t}^{\text{Rp}} \quad \forall y, t \quad (3.11)$$

$$\sum_{g \in \mathcal{G}^{\text{th}}} R_{g,y,k,t}^{\text{sec}} + \sum_{e \in \mathcal{E}} R_{e,y,k,t}^{\text{sec}} \geq r_{y,d,t}^{\text{RsL}} + \sum_{g \in \mathcal{G}^{\text{RES}}} \gamma_y^{\text{RsERNc}} P_{g,y,k,t} \quad \forall y, t \quad (3.12)$$

3.2.3.2. Restricciones de líneas de transmisión

El flujo por las líneas de transmisión está limitado por la capacidad de transmisión disponible en el año y , como se muestra en (3.13). La restricción (3.14) aproxima el flujo por las líneas AC de acuerdo al modelo de flujo de potencia DC.

$$|F_{l,y,k,t}| \leq \bar{f}_l \quad \forall y, k, t, \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (3.13)$$

$$\frac{F_{l,y,k,t}}{SBase} = \frac{\theta_{y,k,t,u_l} - \theta_{y,k,t,v_l}}{x_l} \quad \forall y, k, t, \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (3.14)$$

3.2.3.3. Restricciones de generadores térmicos

La operación de las unidades térmicas esta representada por (3.15)–(3.23). Los límites de potencia máxima y potencia mínima se imponen mediante las restricciones (3.15) y (3.16), respectivamente. Para modelar los encendidos y apagados de las unidades térmicas, se incluyen las variables de encendido $S_{g,y,k,t}$ y apagado $D_{g,y,k,t}$. Estas variables están relacionadas mediante la restricción de estado (3.17). Los límites de rampa de subida y de bajada de los generadores se modelan mediante las restricciones (3.18) y (3.19), respectivamente. La restricción (3.18) asume que, cuando una unidad se enciende, su generación está limitada por $\bar{p}_{g,y}$. Cuando una unidad se apaga, puede reducir inmediatamente su potencia desde \bar{P}_g a cero. Las restricciones (3.20) y (3.21) imponen los tiempos mínimos de operación. La restricción (3.20) indica que una vez que una unidad ha sido encendida, debe permanecer encendida por un tiempo τ_g^{on} . La restricción (3.21) indica que una vez que una unidad ha sido apagada, debe permanecer apagada por un tiempo τ_g^{off} . Las restricciones (3.22)–(3.23) representan la máxima reserva primaria y secundaria que puede ser provista por las unidades térmicas.

$$P_{g,y,k,t} + R_{g,y,k,t}^{\text{prim}} + R_{g,y,k,t}^{\text{sec}} \leq U_{g,y,k,t} \bar{p}_{g,y} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (3.15)$$

$$P_{g,y,k,t} \geq U_{g,y,k,t} \underline{p}_{g,y} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (3.16)$$

$$U_{g,y,k,t} = U_{g,y,k,t-1} + S_{g,y,k,t} - D_{g,y,k,t} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (3.17)$$

$$P_{g,y,k,t} - P_{g,y,k,t-1} \leq U_{g,y,k,t-1} r_g^{\text{up}} + S_{g,y,k,t} \bar{p}_{g,y} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (3.18)$$

$$P_{g,y,k,t-1} - P_{g,y,k,t} \leq U_{g,y,k,t-1} r_g^{\text{dn}} + D_{g,y,k,t} \bar{p}_{g,y} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (3.19)$$

$$U_{g,y,k,t} \geq \sum_{t'=t-\tau_g^{\text{on}}}^t S_{g,y,k,t'} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (3.20)$$

$$1 - U_{g,y,k,t} \geq \sum_{t'=t-\tau_g^{\text{off}}}^t D_{g,y,k,t'} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (3.21)$$

$$R_{g,y,k,t}^{\text{prim}} \leq U_{g,y,k,t} \bar{r}_g^{\text{prim}} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (3.22)$$

$$R_{g,y,k,t}^{\text{sec}} \leq U_{g,y,k,t} \bar{r}_g^{\text{sec}} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (3.23)$$

3.2.3.4. Restricciones de generadores hidráulicos

La operación de las unidades de generación hidráulicas de embalse esta representada por (3.24)–(3.30). Los límites de potencia máxima y potencia mínima se imponen mediante las restricciones (3.24) y (3.25), respectivamente. Los límites de rampa de subida y de bajada de los generadores se modelan mediante las restricciones (3.26) y (3.27), respectivamente, con $\Delta t = 1$. Las restricciones (3.28)–(3.29) representan la máxima reserva primaria y secundaria que puede ser provista por las unidades de generación hidráulicas de embalse. Finalmente, la restricción (3.30) modela los límites de la potencia consumida por las centrales de bombeo.

$$P_{g,y,k,t} + R_{g,y,k,t}^{\text{prim}} + R_{g,y,k,t}^{\text{sec}} \leq \bar{p}_{g,y} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{hydro}} \quad (3.24)$$

$$P_{g,y,k,t} + R_{g,y,k,t}^{\text{down}} \geq \underline{p}_{g,y} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{hydro}} \quad (3.25)$$

$$(P_{g,y,k,t} - P_{g,y,k,t-1})/\Delta t \leq r_g^{\text{up}} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{hydro}} \quad (3.26)$$

$$(P_{g,y,k,t-1} - P_{g,y,k,t})/\Delta t \leq r_g^{\text{dn}} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{hydro}} \quad (3.27)$$

$$R_{g,y,k,t}^{\text{prim}} \leq U_{g,y,k,t} \bar{r}_g^{\text{prim}} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{hydro}} \quad (3.28)$$

$$R_{g,y,k,t}^{\text{sec}} \leq U_{g,y,k,t} \bar{r}_g^{\text{sec}} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{hydro}} \quad (3.29)$$

$$0 \leq P_{g,y,k,t}^{\text{pump}} \leq \bar{p}_g^{\text{pump}} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{pump}} \quad (3.30)$$

3.2.3.5. Restricciones de generadores ERNC sin almacenamiento

La potencia de los generadores renovables variables, como las centrales eólicas, fotovoltaicas e hidroeléctricas de pasada, está limitada por las unidades instaladas y la disponibilidad de recursos primarios, como se muestra en (3.31). Los perfiles de disponibilidad del recurso primario se definen para cada hora del horizonte de planificación y para cada generador en función de su ubicación geográfica.

$$P_{g,y,k,t} + P_{g,y,k,t}^{\text{RESshed}} = \bar{p}_{g,y} \alpha_{g,y,k,t} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{RES}} \quad (3.31)$$

3.2.3.6. Restricciones de centrales CSP

La restricción (3.32) modela el balance de energía del almacenamiento de la central CSP. El nivel de almacenamiento máximo y mínimo esta limitado por (3.33). La restricción (3.34) indica que el nivel de almacenamiento al inicio y final de cada día representativo debe tomar el mismo valor.

$$E_{g,y,k,t}^{\text{CSP}} = E_{g,y,k,t-1}^{\text{CSP}} + \bar{p}_{g,y} \alpha_{g,y,k,t} - P_{g,y,k,t} / \eta_g^{\text{CSP}} \quad \forall y, k, t, g \in \mathcal{G}^{\text{CSP}} \quad (3.32)$$

$$0 \leq E_{g,y,k,t}^{\text{CSP}} \leq \bar{\varepsilon}_{g,y}^{\text{CSP}} \quad \forall y, k, t, g \in \mathcal{G}^{\text{CSP}} \quad (3.33)$$

$$E_{g,y,k,0} = E_{g,y,k,|\mathcal{T}_k|} \quad \forall y, k, g \in \mathcal{G}^{\text{CSP}} \quad (3.34)$$

3.2.3.7. Restricciones de sistemas de almacenamiento de energía

La operación de los sistemas de almacenamiento de energía está modelada por (3.37)–(3.44). La restricción (3.37) modela el balance de energía en cada hora del horizonte de planificación. El nivel de almacenamiento máximo y mínimo esta limitado por (3.38). La restricción (3.39) indica que nivel de almacenamiento al inicio y final de cada día representativo debe tomar el mismo valor. La potencia máxima de carga y descarga está representada por (3.35) y (3.36), respectivamente. La reserva primaria y secundaria, que puede ser provista por los sistemas de almacenamiento, depende de la potencia de carga y descarga, como se muestra en (3.40). Las reservas también están limitadas por los límites de rampa, como se muestra en (3.41)–(3.42), donde $\Delta t = 1$. Finalmente, las restricciones (3.43) y (3.44), aseguran que existe suficiente energía almacenada para proveer reservas durante el tiempo requerido.

$$0 \leq P_{e,y,k,t}^c \leq \bar{p}_e \quad \forall y, k, t, e \quad (3.35)$$

$$0 \leq P_{e,y,k,t}^d \leq \bar{p}_e \quad \forall y, k, t, e \quad (3.36)$$

$$E_{e,y,k,t} = E_{e,y,k,t-1} + \eta_e P_{e,y,k,t}^c - P_{e,y,k,t}^d / \eta_e \quad \forall y, k, t, e \quad (3.37)$$

$$\underline{\varepsilon}_e \leq E_{e,y,k,t} \leq \bar{\varepsilon}_e \quad \forall y, k, t, e \quad (3.38)$$

$$E_{e,y,k,0} = E_{e,y,k,|\mathcal{T}_k|} \quad \forall y, k, e \quad (3.39)$$

$$R_{e,y,k,t}^{\text{prim}} + R_{e,y,k,t}^{\text{sec}} \leq \bar{p}_e - P_{e,y,k,t}^d + P_{e,y,k,t}^c \quad \forall y, k, t, e \quad (3.40)$$

$$R_{e,y,k,t}^{\text{prim}} \leq r_e^{\text{up}} \cdot \Delta t \quad \forall y, k, t, e \quad (3.41)$$

$$R_{e,y,k,t}^{\text{sec}} \leq r_e^{\text{up}} \cdot \Delta t \quad \forall y, k, t, e \quad (3.42)$$

$$E_{e,y,k,t-1} - 1/\eta_e (\beta^{\text{Rp}} R_{e,y,k,t}^{\text{prim}} + \beta^{\text{Rs}} R_{e,y,k,t}^{\text{sec}}) \geq \underline{\varepsilon}_e \quad \forall y, k, t, e \quad (3.43)$$

$$E_{e,y,k,t} - 1/\eta_e (\beta^{\text{Rp}} R_{e,y,k,t}^{\text{prim}} + \beta^{\text{Rs}} R_{e,y,k,t}^{\text{sec}}) \geq \underline{\varepsilon}_e \quad \forall y, k, t, e \quad (3.44)$$

3.2.3.8. Restricciones de embalses

La operación de los embalses está modelada por (3.45)–(3.51). La restricción (3.45) modela la restricción de balance hidráulico. El nivel de almacenamiento máximo y mínimo esta limitado por (3.46). La restricciones (3.47) y (3.48) definen el volumen al inicio del y final año y, respectivamente. La restricción (3.49) acopla el volumen al inicio del día representativo $k + 1$ con el volumen al final del período representado por el día k . El límite de vertimiento está definido por (3.50). El caudal filtrado se calcula como (3.51).

$$\begin{aligned}
V_{r,y,k,t} &= V_{r,y,k,t-1} + 0.0036 \left(\sum_{g \in G_r^{\text{end}} \cap \mathcal{G}^{\text{hydro}}} \frac{P_{g,y,k,t}}{\eta_g} \right. \\
&+ \sum_{g \in G_r^{\text{end}} \cap \mathcal{G}^{\text{dump}}} Q_{g,y,k,t}^{\text{dump}} + \sum_{g \in G_r^{\text{end}} \cap \mathcal{G}^{\text{leak}}} Q_{g,y,k,t}^{\text{leak}} + \sum_{g \in G_r^{\text{end}} \cap \mathcal{G}^{\text{pump}}} \frac{P_{g,y,k,t}^{\text{pump}}}{\eta_g} \\
&- \sum_{g \in G_r^{\text{in}} \cap \mathcal{G}^{\text{hydro}}} \frac{P_{g,y,k,t}}{\eta_g} - \sum_{g \in G_r^{\text{in}} \cap \mathcal{G}^{\text{dump}}} Q_{g,y,k,t}^{\text{dump}} - \sum_{g \in G_r^{\text{in}} \cap \mathcal{G}^{\text{leak}}} Q_{g,y,k,t}^{\text{leak}} \\
&\left. - \sum_{g \in G_r^{\text{in}} \cap \mathcal{G}^{\text{pump}}} \frac{P_{g,y,k,t}^{\text{pump}}}{\eta_g} + Q_{r,y,k,t}^{\text{dumpNF}} + Q_{r,y,k,t}^{\text{inNF}} + w_{r,y,k,t} \right) \quad \forall y, k, t, r \quad (3.45)
\end{aligned}$$

$$v_r \leq V_{r,y,k,t} \leq \bar{v}_r \quad \forall y, k, t, r \quad (3.46)$$

$$V_{r,y,0,0} = v_{r,y}^{\text{ini}} \quad \forall y, r \quad (3.47)$$

$$V_{r,y,|\mathcal{D}|,0} - \sigma_{|\mathcal{D}|} \left(V_{r,y,|\mathcal{D}|,0} - V_{r,y,|\mathcal{D}|,|T_k|} \right) = v_{r,y}^{\text{fin}} \quad \forall y, r \quad (3.48)$$

$$V_{r,y,k+1,0} = V_{r,y,k,0} - \sigma_k \left(V_{r,y,k,0} - V_{r,y,k,|T_k|} \right) \quad \forall y, k, e \quad (3.49)$$

$$0 \leq Q_{g,y,k,t}^{\text{dump}} \leq \bar{Q}_g \quad \forall y, k, t, g \quad (3.50)$$

$$Q_{g,y,k,t}^{\text{leak}} = \alpha_{r,y,k,t}^{\text{leak}} V_{r,y,k,t}^{\text{ini}} \quad \forall y, k, t, g \quad (3.51)$$

3.2.3.9. Restricciones de operación VEB

Finalmente, se incluyen las restricciones de operación de los VEB, las restricciones (3.52)–(3.58), que fueron explicadas en detalle en la Sección 3.2.1.

$$E_{\nu,y,k,t}^{\text{EV}} = E_{\nu,y,k,t-1}^{\text{EV}} + \eta_{\nu}^{\text{c}} P_{\nu,y,k,t}^{\text{EVc}} - P_{\nu,y,k,t}^{\text{EVd}} / \eta_{\nu}^{\text{d}} - N_{\nu}^{\text{EV}} e_{\nu,y,k,t}^{\text{tr}} \quad \forall y, k, t, \nu \quad (3.52)$$

$$e_{\nu} N_{\nu}^{\text{EV}} \leq E_{\nu,y,k,t}^{\text{EV}} \leq \bar{e}_{\nu} N_{\nu}^{\text{EV}} \quad \forall y, k, t, \nu \quad (3.53)$$

$$P_{\nu,y,k,t}^{\text{EVc}} \leq N_{\nu}^{\text{EV}} \bar{p}_{\nu}^{\text{c}} \Lambda_{\nu,y,k,t} \quad \forall y, k, t, \quad \nu \in \mathcal{V}^{\text{flex}} \quad (3.54)$$

$$P_{\nu,y,k,t}^{\text{EVd}} \leq N_{\nu}^{\text{EV}} \bar{p}_{\nu}^{\text{d}} \Lambda_{\nu,y,k,t} \quad \forall y, k, t, \quad \nu \in \mathcal{V}^{\text{flex}} \quad (3.55)$$

$$P_{\nu_n,y,k,t}^{\text{EVc}} = N_{\nu_n}^{\text{EV}} p_{\nu_n,y,k,t}^{\text{cNf}} \quad \forall y, k, t, \quad \nu_n \in \mathcal{V}^{\text{Nflex}} \quad (3.56)$$

$$P_{\nu_n,y,k,t}^{\text{EVd}} = 0 \quad \forall y, k, t, \quad \nu_n \in \mathcal{V}^{\text{Nflex}} \quad (3.57)$$

$$E_{\nu,y,k,0}^{\text{EV}} = E_{\nu,y,k,|T_k|}^{\text{EV}} = N_{\nu}^{\text{EV}} e_{\nu}^{\text{ed}} \quad \forall y, k, \nu \quad (3.58)$$

Capítulo 4

Definición de escenarios de penetración de VEB

4.1. Escenarios de penetración de VEB

Como se indica en el modelamiento, en la Sección 3.2, uno de los parámetros de entrada al modelo corresponde al nivel de penetración de VEB en el sistema. El nivel de adopción de VEB alcanzado por un país dependerá de un gran número de factores, por lo tanto, es incierto si un pronóstico de VEB será insuficiente o demasiado optimista en contraste con el nivel real de adopción alcanzado [29]. Sin embargo, este parámetro es crucial para explicar los resultados numéricos del modelo utilizado.

En la Tabla 4.1 se presentan diferentes proyecciones de penetración de EV para Chile, cada una de una fuente diferente. Estas fuentes van desde literatura científica [29], pasando por estudios realizados por universidades [42], hasta llegar a proyecciones realizadas por empresas y agencias relacionadas a la industria de la electromovilidad [43] [44] [45]. Se observa que para el año 2030, las proyecciones son congruentes, a excepción del estudio de AVEC. Estas proyecciones apuntan a 500.000 EV en Chile para el año 2030. Por otro lado, para el año 2050, las proyecciones tienen mayor variabilidad, yendo desde los 2.900.000 hasta los 7.800.000.

Tabla 4.1: Proyecciones de penetración de EV, de diversas fuentes, para el año 2030 y 2050.

Fuente	Proyección EV año 2030	Proyección EV año 2050
Ref. [29]	150.000 - 500.000	-
USACH [42]	500.000	4.000.000
ENGIE [43]	500.000	5.000.000
AVEC [44]	14.000	-
Agencia SE [45]	128.000 - 460.000	2.900.000 - 7.800.000

Sin embargo, a pesar de esta variabilidad presentada por el estudio de Agencia SE, tienen como proyección moderada una cantidad de 5.500.000 aproximadamente, lo cual es congruente con las proyecciones de USACH y ENGIE. Debido a la congruencia vista de las proyecciones para el año 2030, se define solo un escenario de penetración a estudiar para este año, con una

cantidad de 500.000 VEB, como se observa en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Escenarios de penetración de VEB en el parque vehicular de Chile para los años 2030 y 2050, en cantidad de vehículos.

Escenario de penetración de VEB	VEB al 2030	VEB al 2050
Conservador	-	3.000.000
Moderado	500.000	5.000.000

En cambio, para el año 2050, las proyecciones tienen una variabilidad mayor, aunque coinciden al rededor de los 5.000.000, por lo que se escoge este valor como uno de los escenarios de penetración de VEB para el 2050. El otro escenario de penetración escogido para el 2050 corresponde a los 3.000.000 de VEB, un escenario conservador. Fue elegido dado que los estudios de la Agencia SE son los más completos, y también, por la tendencia a un valor menor a los 5.000.000 que mostró el estudio de USACH.

4.2. Comportamiento de carga de VEB sin incentivos

Si bien los VEB traerán un incremento de la demanda en el sistema, la mayoría de los estudios están de acuerdo con el hecho de que la demanda adicional en sí no es el impacto más relevante, sino que los patrones de carga de los VEB y los comportamientos de los conductores. Los patrones de carga determinarán si los VEB aportarán carga en las horas de demanda punta o no, si pueden ayudar a reducir el vertimiento de energía, y si es que se cargaran durante horas de bajo precio [29].

Respecto al comportamiento de carga de los usuarios de los VEB, según se indica en [29] y [46], la literatura muestra que, en un ambiente sin incentivos, la gran mayoría de los usuarios comienzan la carga de sus vehículos a penas pueden. Esto implica que la mayoría comienzan a cargar su vehículo en las tardes, a la llegada a su domicilio después de terminar sus viajes. Por lo tanto, se puede asumir que los vehículos estarán enchufados a penas los usuarios vuelven a su residencia y hasta que vuelvan a salir, es decir, desde la tarde/noche hasta el otro día en la mañana. Por otra parte, según se indica en [46], los usuarios tienden a cargar su vehículo regularmente y no esperan a que esté descargado completamente para cargarlo. Por tanto, se puede tomar como supuesto razonable que los usuarios cargan sus vehículos a diario, es decir, todos los días habrán horas donde el vehículo esté conectado a la red.

4.3. Definición de requerimientos energéticos de los VEB

Para calcular el requerimiento energético de los VEB, se necesita saber cuanta energía consumen los vehículos en sus viajes diarios. Esto se puede calcular si se tiene la distancia que el vehículo viaja cada día. Al dividir la distancia de viaje por el rendimiento del VEB, nos dará la energía necesaria para realizar ese viaje. De esta forma, si se asume que todos los días se recorren las mismas distancias, se puede definir cuanto será el requisito energético

de los VEB diariamente. Del estudio realizado por Agencia SE [45], se tiene la cantidad de kilómetros al año que viajan en promedio las personas en las diferentes regiones del país, lo cual se divide por 365 para obtener el promedio diario de kilómetros recorridos por los vehículos en Chile, como se observa en la Tabla 4.3¹.

Tabla 4.3: Distancias recorridas promedio anualmente para automóviles y *station wagon*.

Región	Miles de [km/año]	[km/día]
I de Tarapacá	8,2	22,47
II de Antofagasta	13,3	36,44
III de Atacama	14,4	39,45
IV de Coquimbo	15,2	41,64
V de Valparaíso	14	38,36
VI de O'Higgins	12,1	33,15
VII del Maule	12,6	34,52
VIII del Biobío	12,4	33,97
IX de La Araucanía	13,5	36,99
X de Los Lagos	14,5	39,73
XI de Aysén	12,1	33,15
XII de Magallanes y La Antártica	7,3	20,00
XIII Metropolitana	15	41,10
XIV de Los Ríos	8,2	22,47
XV de Arica y Parinacota	14,5	39,73
Promedio país	12,49	34,21

Por otra parte, se procede a revisar el catálogo de vehículos eléctricos en Chile, obtenido de la Plataforma de Electromovilidad [47]. Se realizó un listado en base a este catalogo, anotando todos los VEB de las categorías de uso privado, sin considerar los vehículos de uso comercial (camiones y furgones). De este listado, se obtiene el promedio del rendimiento de los VEB que hay actualmente en comercialización en Chile. Además, se obtiene también el promedio de autonomía y de capacidad de batería, como indica la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Promedio de especificaciones técnicas de VEB comercializados en Chile.

Especificaciones	Capacidad de Batería [kWh]	Rendimiento [km/kWh]	Autonomía [km]
<i>Promedios</i>	<i>60,12</i>	<i>5,18</i>	<i>296,41</i>

Utilizando la información obtenida en la Tabla 4.3 y 4.4, es decir, considerando los kilóme-

¹ La información específica de esta tabla obtenida del estudio de la Agencia SE [45] data del año 2010, por lo que las regiones del país mencionadas son diferentes a las actuales, que fueron modificadas el año 2018. Específicamente, falta la Región XVI del Ñuble, la cual fue separada de la región del Biobío. Para efectos de cálculo, se considerará la misma distancia promedio recorrida para ambas regiones.

tros a viajar en promedio para cada región del país y el rendimiento promedio de los vehículos comercializados en Chile, se obtienen las necesidades energéticas para para los usuarios de los VEB de cada región del país, lo que se aprecia en la tabla 4.5.

Tabla 4.5: Requerimiento energético diario de los VEB, por región.

Región	[km/día]	Consumo promedio de energía diaria [kWh]
I de Tarapacá	22,47	4,34
II de Antofagasta	36,44	7,04
III de Atacama	39,45	7,62
IV de Coquimbo	41,64	8,04
V de Valparaíso	38,36	7,41
VI de O'Higgins	33,15	6,40
VII del Maule	34,52	6,67
VIII del Biobío	33,97	6,56
IX de La Araucanía	36,99	7,14
X de Los Lagos	39,73	7,67
XI de Aysén	33,15	6,40
XII de Magallanes y La Antártica	20,00	3,86
XIII Metropolitana	41,10	7,94
XIV de Los Ríos	22,47	4,34
XV de Arica y Parinacota	39,73	7,67
<i>Promedio país</i>	<i>34,21</i>	<i>6,61</i>

Como se observa en la Tabla 4.5, los VEB tienen un requerimiento energético diferente en cada región del país, en función de las distancias recorridas promedio en cada una de ellas. Bajo el supuesto de 2 viajes diarios, el requerimiento energético se debe dividir en 2 para obtener el consumo de energía en cada uno de estos. Por otro lado, se asume que el consumo de energía por viaje ocurre exactamente la hora siguiente después de que se desconecta de la red y la hora previa a la que se conecta a la red.

Con lo anterior, se definen los perfiles de requerimiento energético. En la Figura 4.1 se observa un ejemplo de como sería el perfil de requerimiento energético de un VEB en la Región Metropolitana. Se observa que los consumos ocurren a las 7:00 y 17:00 horas, los cuales son las horas *peak* donde ocurren principalmente los desplazamientos, como también la hora posterior a salir del domicilio y la previa a volver al domicilio. Se puede apreciar como los consumos en ambas horas son la mitad del requerimiento energético total del día, es decir, 3.97 [kWh], siendo el total diario 7.94 [kWh]. De esta forma, cada región del país tiene un perfil de requerimiento energético para viajes de los VEB, los que se construyen de forma análoga al ejemplo mostrado en la Figura 4.1, utilizando los consumos de energía diarios específicos a cada región.

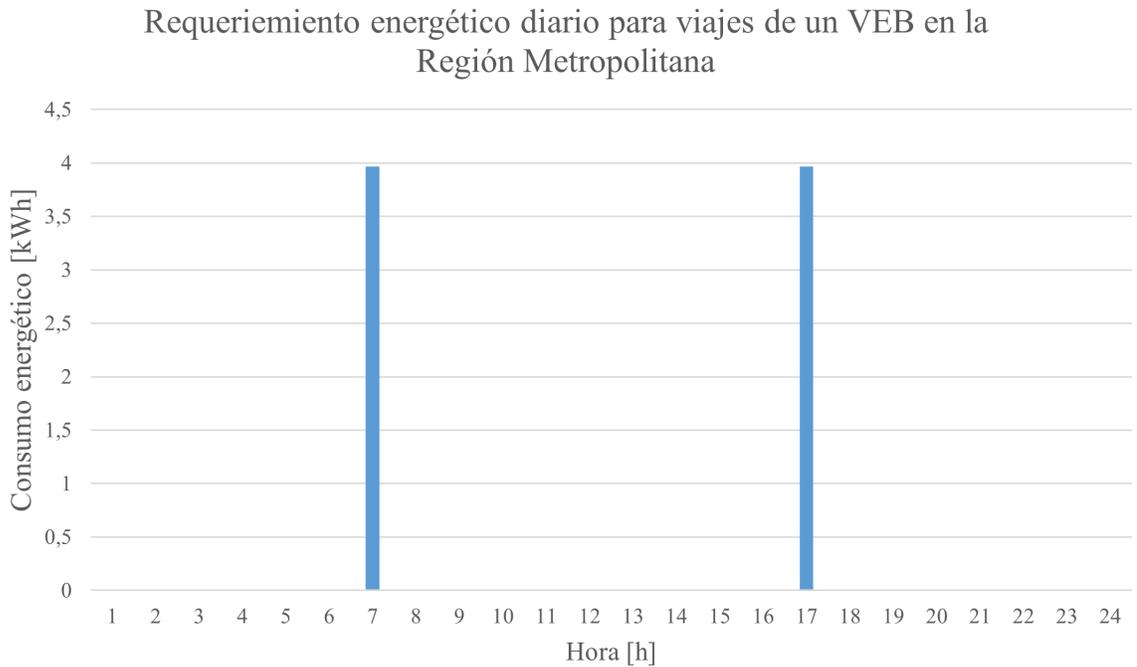


Figura 4.1: Requerimiento energético para viajes de un VEB en la Región Metropolitana, los cuales consumen diariamente 7.94 [kWh] en promedio.

4.4. Definición de perfil de conexión a la red

Los perfiles de conexión a la red nos indican cuando estarán conectados los VEB a la red, permitiendo saber en que horas los vehículos pueden cargarse o inyectar energía a la red, realizando V2G. Es necesario saber el comportamiento de los usuarios, como también si existe la infraestructura para cargar los vehículos fuera de los domicilios, como en la calle o lugar de trabajo. De esta forma, se podría asumir que el vehículo estará conectado a ciertas horas, como por ejemplo, cuando el usuario esté en el domicilio o, si es que existe la infraestructura adecuada, en el trabajo.

Como se mencionó con anterioridad, el comportamiento de los conductores y los patrones de carga son lo que realmente determinarán el impacto de los VEB en la operación del sistema [29]. Es por esto que es necesario definir correctamente los patrones de conexión a la red de los vehículos en Chile. Utilizando la información recopilada por la Encuesta de Origen Destino (EOD) Santiago 2012 [48], se obtuvo el comportamiento de los viajes de las personas que habitan en la Región Metropolitana, donde se encuestaron a más de 100.000 personas. En las Figuras 4.2 y 4.3 se tiene la distribución de inicios de viajes y de finalización de viajes, respectivamente, en un día laboral para la Región Metropolitana.

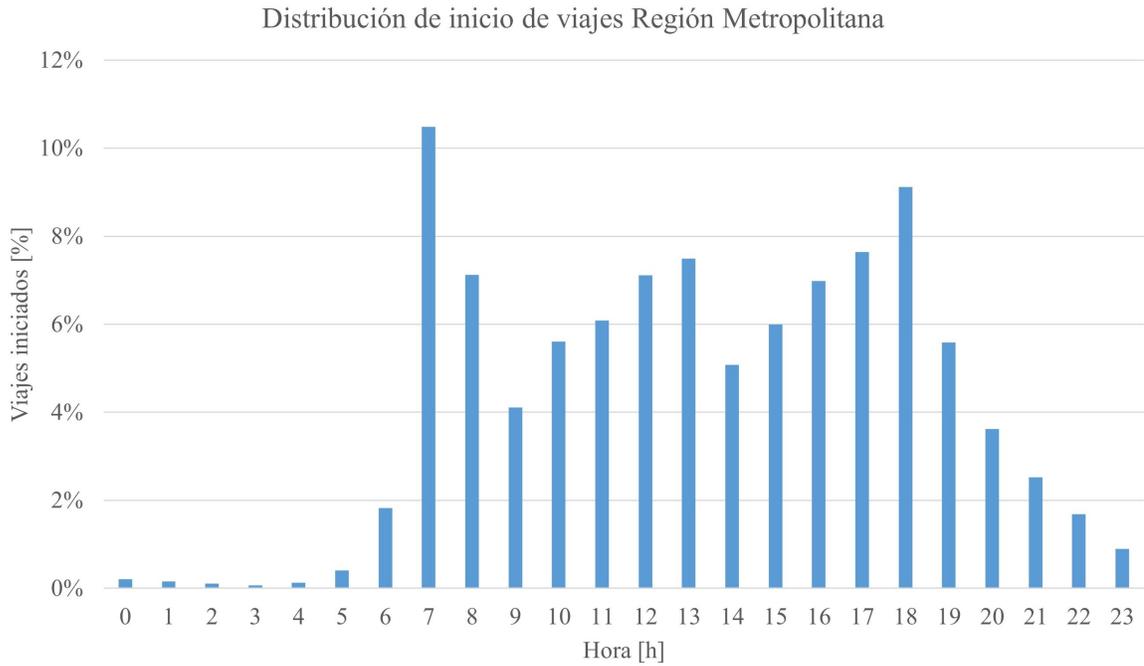


Figura 4.2: Distribución diaria de inicio de viajes, día laboral, Región Metropolitana.

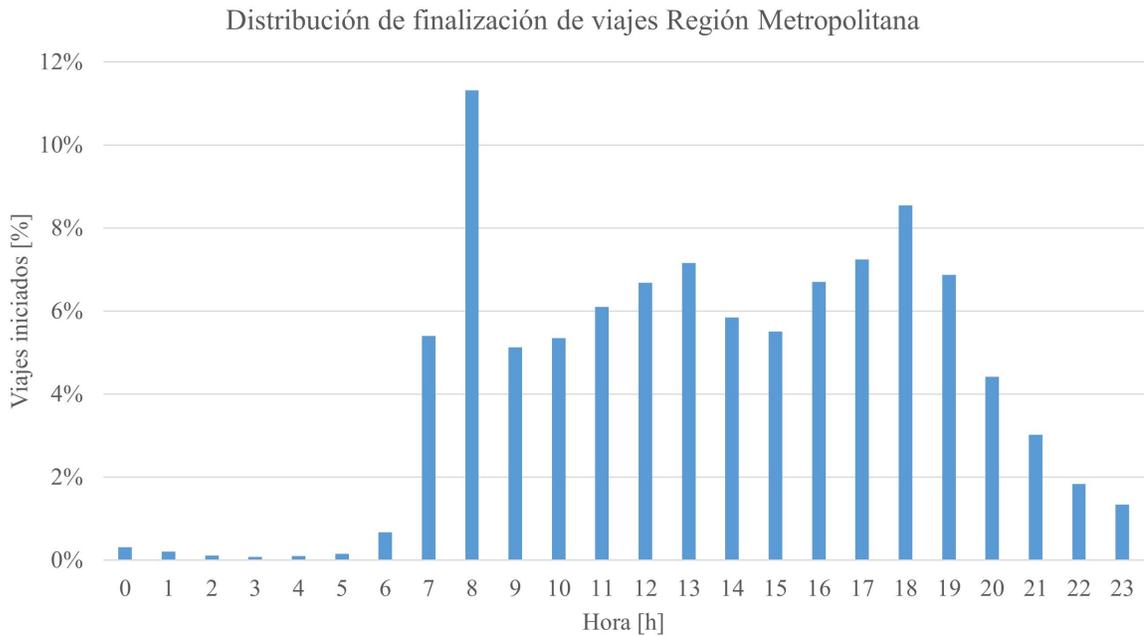


Figura 4.3: Distribución diaria de finalización de viajes, día laboral, Región Metropolitana.

Observando la distribución de inicio de los viajes, la Figura 4.2, se aprecia que la gran mayoría de los viajes de la mañana inician a las 7 y 8 horas del día, el pico de la mañana. En este punto es cuando la mayoría de las personas sale de su residencia en dirección a su ocupación, ya sea trabajo, estudio u otros. Se aprecia otro punto alto en el medio día, a eso

de las 12 y 13 horas. Por último, se tiene el pico de la tarde, entre las 17 y 18 horas, donde la gran mayoría de las personas inicia la vuelta desde su ocupación a su residencia. En cuanto a la Figura 4.3, se aprecia que la distribución de finalización de viajes es similar al de inicio de los viajes, con la diferencia de que el punto máximo de finalización de viajes en la mañana ocurre una hora después, y que el punto máximo de la tarde es menos pronunciado y se reparte de forma más uniforme entre las 17 y 19 horas.

En consecuencia, se puede notar que la distribución de inicio y finalización de viajes en la Región Metropolitana es concordante con los horarios de trabajo típicos, es decir, una jornada laboral ordinaria de 8:00 a 17:00 horas o 9:00 a 18:00 horas. En base a esto, se procede a definir un *perfil de conexión a la red*, el cual indica las horas en que los VEB están conectados a la red, y por lo tanto, pueden participar en la flexibilidad y V2G. Para esto además se asume que los usuarios solo realizan 2 viajes al día con sus vehículos, uno en la mañana y otro en la tarde. El primero es desde su domicilio a su lugar de ocupación y el segundo es devuelta a su domicilio. Es razonable asumir esto, dado que según la encuesta EOD [48], en promedio cada persona realiza 1,71 viajes motorizados. Con estos supuestos, y basándose en la distribución de inicios de viajes, se definen 2 perfiles de conexión a la red, como se aprecia en las Figuras 4.4 y 4.5.

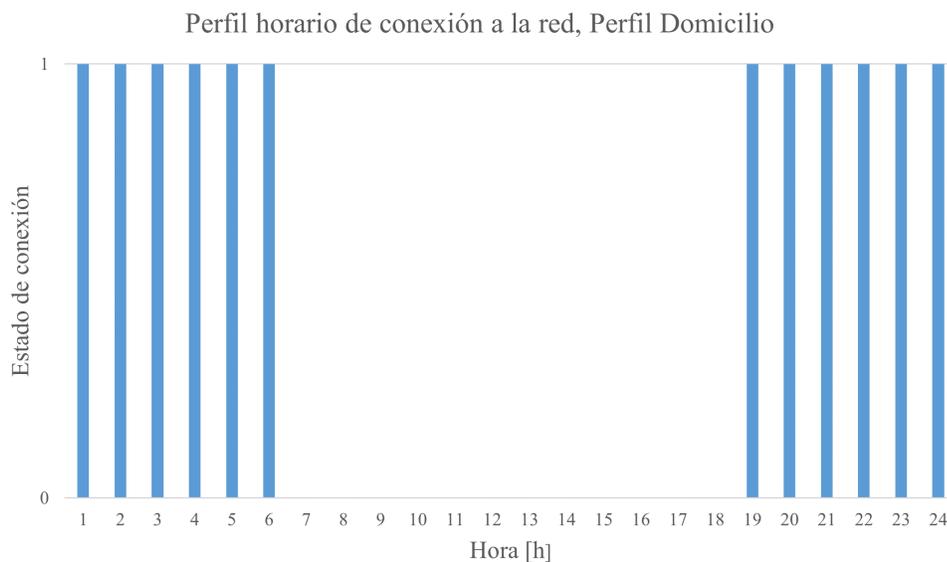


Figura 4.4: Perfil de conexión a la red, asumiendo que se conecta solo cuando el usuario está en el domicilio.

Como se aprecia en ambas Figuras, el estado de conexión es binario, valiendo 0 si está desconectado o 1 si es que está conectado. De esta forma, en la Figura 4.4, se aprecia el perfil de conexión a la red de los VEB que solo cargan estando en su domicilio, lo que sería el periodo desde que llegan a su domicilio en la tarde (19:00 horas) hasta que salen a sus ocupaciones en la mañana (7:00 horas). Por otra parte, en la Figura 4.5 se observa un segundo perfil de conexión a la red, asumiendo que los VEB se conectan cada vez que están estacionados, lo que siguiendo los supuestos previos, sería el domicilio y el lugar de ocupación. Esto deja solo 2 horas en la mañana y 2 horas en la tarde donde no se tiene los VEB conectados, los cuales coinciden con los *peaks* de la mañana y la tarde, que son los momentos donde la gente viaja,

y por ende, los vehículos no están conectados.

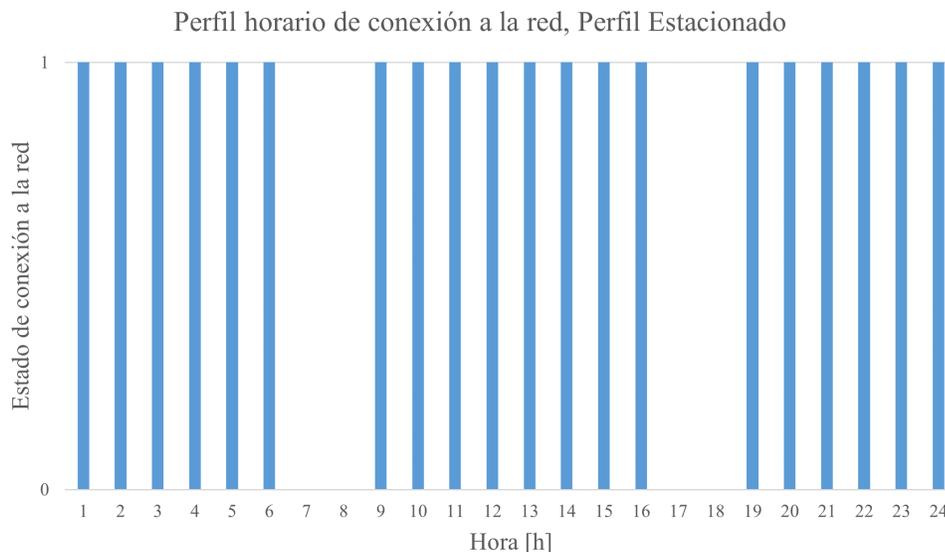


Figura 4.5: Perfil de conexión a la red, asumiendo que se conecta cada vez que el usuario está estacionado.

Finalmente, se asume que todos los días representativos tendrán el mismo perfil de conexión a la red. En la EOD [48], no se observa una mayor diferencia entre los días laborales y los fin de semana, por lo que se puede hacer este supuesto razonablemente. Por otro lado, como se menciona en [49], el 87.8 [%] de la población en Chile es urbana, lo que hace razonable tomar el supuesto de que los perfiles de conexión a la red son iguales en todas las regiones del país, dado que la fuente de los datos de la EOD es una zona urbana, la Región Metropolitana.

4.5. Perfil de potencia carga para vehículos inflexibles

Para el caso de los VEB inflexibles la potencia de carga de estos está definida como dato de entrada, como se explicó en la restricción (3.5). Por tanto, estos datos de entrada se crean previamente, utilizando el mismo requerimiento energético de la Tabla 4.5, para cada VEB inflexible en las distintas regiones.

Para crear los perfiles de potencia de carga de VEB inflexibles se asume que los usuarios cargarán los vehículos a penas llegan a sus domicilios [29] [46]. Según lo explicado en la Sección 4.4, se asume que la hora de llegada generalizada corresponde a las 19:00 horas, la cual se designa como la hora en que comienza la carga de vehículos inflexibles. Como se explicó previamente en la Sección 4.2, los vehículos permanecen cargándose hasta que se complete su carga, y la carga ocurre regularmente sin esperar a que se descargue completamente. Por lo tanto, se toma el supuesto de que los vehículos inflexibles recargan diariamente la misma cantidad de energía utilizada en sus viajes diarios.

Con los supuestos descritos previamente, se hace posible definir un perfil de potencia de

carga para todo el año. Es importante tomar en consideración la eficiencia de carga del VEB a la hora de definir la consigna de potencia de carga, debido a que si se omite, la potencia cargada no será suficiente para abastecer lo gastado en el día, haciendo la resolución del problema infactible. Esto se debe a que, en algún momento, la energía llegará al mínimo, y al consumir más de la energía disponible en la batería, las ecuaciones del VEB inflexible se encontrarán en una contradicción, dado que se estaría forzando a la energía a tomar valores menores que su mínimo definido en la ecuación (3.2). En la Figura 4.6 se observa un ejemplo de perfil de potencia de carga para un día cualquiera, para un VEB inflexible en la Región Metropolitana.

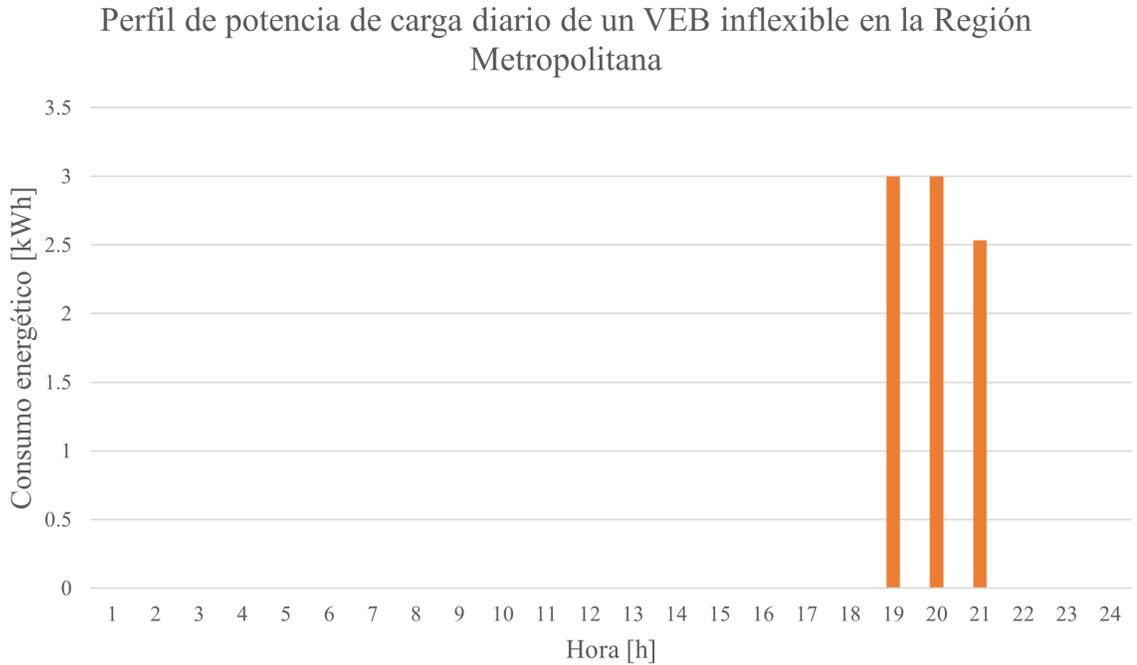


Figura 4.6: Perfil de potencia de carga, para abastecer el requerimiento de energía de viajes de un VEB inflexible en la Región Metropolitana, los cuales consumen diariamente 7.94 [kWh] en promedio.

4.6. Parámetros de VEB

Los parámetros técnicos requeridos como datos de entrada al modelo se presentan en la Tabla 4.6. Estos parámetros son usados para todos los VEB del modelo. El valor de energía máxima \bar{e}_v de las baterías corresponde al promedio nacional de capacidad de baterías de los EV en Chile, visto en la Tabla 4.4. Así mismo, se asignó el valor de energía mínima de las baterías \underline{e}_v como el 20% de su valor máximo, basándose en los valores presentados en la literatura [16]. Así mismo, el valor de eficiencia de carga η_v^c y eficiencia de descarga η_v^d se obtiene según lo visto en [16] y [50].

Tabla 4.6: Parámetros de VEB para la simulación, indicando sus valores y unidades respectivas.

Parámetros	Valor	Unidad
\bar{p}_ν^c	3	kW
\bar{p}_ν^d	3	kW
\bar{e}_ν	60,12	kWh
\underline{e}_ν	12,02	kWh
η_ν^c	93	%
η_ν^d	93	%

Por otro lado, las potencia de carga máxima \bar{p}_ν^c y potencia de descarga máxima \bar{p}_ν^d son iguales, las cuales tienen ese valor debido a que corresponde a la potencia a la que se puede cargar un VEB en los enchufes de los hogares de Chile, en modo carga lenta, sin tener un enchufe dedicado [51]. Por lo tanto, estos valores son los mínimos que se podrían observar en un futuro, asumiendo que no se hicieran grandes cambios en la infraestructura de carga de los domicilios, estudiando así el caso más conservador.

Capítulo 5

Casos de estudio y resultados

5.1. Casos de estudio

Como se indicó en la Sección 1.2, se busca medir el impacto de la gestión de demanda de los VEB en la operación del sistema y en su flexibilidad. Para lograr esto, se considerarán distintos casos de estudio, usando como base los escenarios descritos en la Sección 4.1. Los factores a considerar serán:

- Número de VEBs
- Número de VEBs flexibles
- Perfil de conexión

Para la cantidad de VEB que participan en el esquema de flexibilidad, se definen tres posibilidades:

1. 0 % de los VEB flexibles: esta condición de operación es la condición de operación base, la cual sirve como punto de comparación para las demás.
2. 50 % de los VEB flexibles: esta condición de operación permite estudiar el impacto gradual del uso flexible de los VEB.
3. 100 % de los VEB flexibles: esta condición de operación permite estudiar que ocurre en el caso extremo en que todos los VEB sean flexibles.

Se consideran dos perfiles de carga o conexión de los VEB diferentes, el Perfil de Carga Estacionado y Perfil de Carga Domicilio, los cuales se explican en detalle en la Sección 4.4. Así, tomando en consideración todo lo anterior, más los escenarios de penetración de VEB vistos en la Sección 4.1, los casos de estudios quedan definidos de la siguiente forma:

1. *Caso de estudio 2030*:
 - 500.000 VEB en Chile.
 - 0 % - 50 % - 100 % de los VEB flexibles.
 - Perfil de Carga Estacionado y Perfil de Carga Domicilio.

2. Caso de estudio 2050:

- 3.000.000 y 5.000.000 de VEB en Chile.
- 0 % - 50 % - 100 % de los VEB flexibles.
- Perfil de Carga Estacionado y Perfil de Carga Domicilio.

5.1.1. Base de datos para simulación de SEP

Los datos de entrada al modelo de optimización de la operación del sistema corresponden a la base de datos utilizada en el proceso quinquenal PELP 2018-2022 [52]. Con esta base de datos, se hace posible tener una representación acertada de lo que es el SEN y sus proyecciones. Esta incluye:

- Topología del sistema como barras, líneas, transformadores, generadores, cargas y sistemas de almacenamiento, en sus ubicaciones respectivas que simulan el SEN.
- Generadores, sus parámetros técnicos, costos y proyecciones de entrada y salida en servicio.
- Líneas y sus proyecciones de entrada en servicio.
- Demanda y su proyección de crecimiento.
- Costo de combustibles y su proyección futura.
- Hidrologías para generación hidroeléctrica.
- Potencial y disponibilidad de recursos renovables.

Por ultimo, se define un costo de demanda no servida (D^{shed}) equivalente a 10.000 [USD/MWh].

5.1.2. Topología del sistema y localización de los VEB

La topología del sistema modelado se puede apreciar en la Figura 5.1. Se aprecian las barras, transformadores y líneas de transmisión, tanto en 220 [kV] (color celeste) como en 500 [kV] (color azul). Además, se aprecia en que barras están conectados los VEB, indicado con un icono negro de un vehículo cargándose.

Como se observa, los grupos de VEB están conectados a lo largo de todo el SEN, los cuales fueron específicamente repartidos de forma en que un grupo de VEB esté asociado a una región específica del país. Así, se tiene 13 grupos de VEB en 13 regiones² del país, donde se escogió la barra más cercana a los centros de población de cada región. Esto se hace para poder asignar a todos los VEB de cada región sus respectivos requerimientos energéticos, basados en las distancias que recorren, como se mencionó en la Sección 4.3. La cantidad de VEB de cada uno de los 13 grupos se definió siguiendo la distribución actual de vehículos

² No se consideran las regiones que no están conectadas al SEN. Además, para efectos de cálculos, la Región del Ñuble se considera dentro de la Región del Bío Bío.

en Chile, la cual se obtuvo del Instituto Nacional de Estadísticas [53], y asumiendo que la distribución seguirá siendo similar en los años a estudiar.

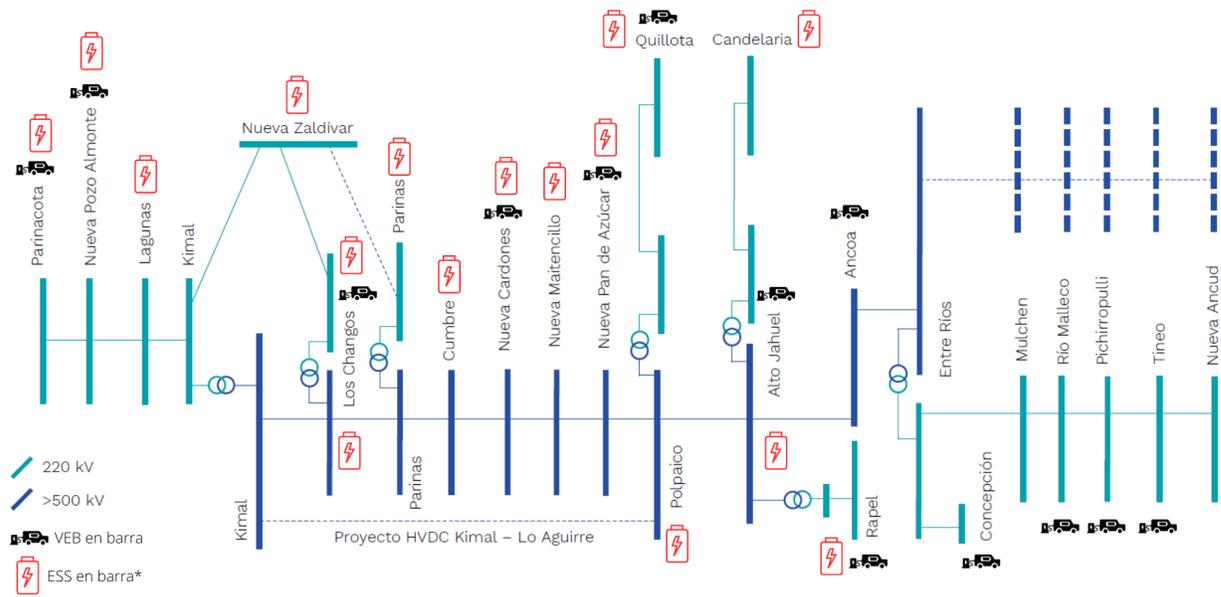


Figura 5.1: Topología del sistema modelado, indicando las barras donde se conectan los VEB.*Los ESS son considerados solo en el caso de estudio del año 2050.

Por otra parte, por cada uno de los 13 grupos de VEB conectados a las barras, existe un grupo de VEB inflexibles conectados a la misma barra, esto con el fin de poder representar a los vehículos inflexibles en el modelo. Para variar el porcentaje de VEB flexibles, lo que se hizo fue cambiar la cantidad de vehículos asignados a cada grupo. De esta forma, para el caso de 0 % de VEB flexibles, se asignan 0 vehículos a los grupos flexibles, y la totalidad de vehículos del caso de estudio se asigna a los grupos inflexibles. Análogamente, para el caso 100 % de VEB flexibles, todos los grupos de VEB inflexibles tienen 0 vehículos asignadas, siendo la totalidad asignada a los grupos de VEB flexibles. Cuando se tiene un caso con 50 % de VEB flexibles, la cantidad total de VEB del caso de estudio se asignan por igual cantidad a los grupos flexibles y a los grupos inflexibles. Así, la topología del sistema usada para el caso de estudio del año 2030, es la que se observa en la Figura 5.1, considerando los VEB.

Además, para el caso de estudio del año 2050 se consideran expansiones a la topología del sistema de la Figura 5.1, añadiendo líneas adicionales entre nodos ya existentes y sistemas de almacenamiento de energía. Estas expansiones son consideradas debido a la demanda adicional presente en este caso de estudio, es decir, a los 3.000.000 y 5.000.000 de VEB que se conectarán a la red. Para saber cuales son estas expansiones, se usó la herramienta de planificación *FLEX-TRAN*, en la que se consideró la operación de la totalidad de los VEB de manera inflexible. Con esto, se logró optimizar las expansiones (líneas y ESS) para el año 2050 que minimizan los costos de operación en estas condiciones de demanda adicional. Luego, habiendo obtenido que proyectos de expansión eran los óptimos, estos se incorporan en el sistema y son considerados en el modelo de optimización de la operación desarrollado en este trabajo, asumiendo que estos proyectos serán parte del sistema en el año 2050.

Así, la topología del SEP que se simula en el caso de estudio del año 2050, corresponde al que se observa en la Figura 5.1, considerando tanto los VEB como los ESS (icono rojo de batería). En total se añaden 7 líneas de transmisión AC entre nodos ya existentes, principalmente en la zona centro-norte del país, y 37 sistemas de almacenamiento de energía en los barras indicadas en la Figura 5.1. La capacidad total de almacenamiento instalada de los 37 ESS es de 10,9 [GWh], con una posible potencia combinada de 3,7 [GW].

5.2. Resultados

5.2.1. Caso de estudio 2030

En este caso de estudio se tienen 500.000 VEB en el SEN, los cuales están repartidos a lo largo de todas las regiones que abarca el sistema. Se busca estudiar el impacto que tendrá en el mediano plazo (8 años) la penetración de VEB proyectada, y como la gestión inteligente de su demanda, más el uso de V2G, puede aportar a mejorar la flexibilidad del sistema.

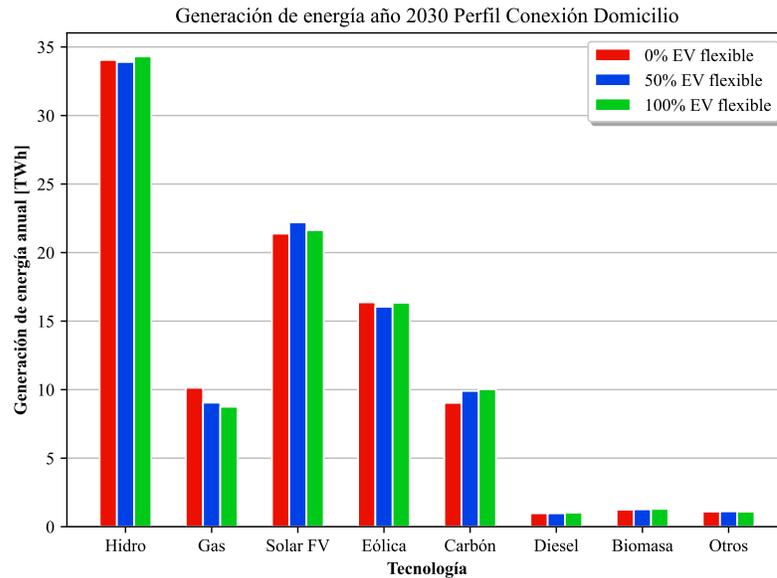


Figura 5.2: Generación de energía anual 2030, por tipo de tecnología y para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Domicilio.

En las Figuras 5.2 y 5.3 se aprecia los resultados de generación anual por tipo de tecnología, para tres condiciones de operación diferente (0%, 50% y 100% de los VEB flexibles), para el perfil de carga Domicilio y Estacionado, respectivamente. Se puede observar que, para ambos perfiles de carga o conexión, al aumentar el porcentaje de vehículos flexibles, se observa una disminución de la generación de energía en base a gas. Esta disminución es mayor para el caso de perfil de carga estacionado. El resto de tecnologías no varía significativamente, aunque se aprecia un leve aumento del uso de generación en base a carbón y solar fotovoltaica (FV). En los Anexos B.1 y B.2 se puede observar gráficos de generación anual apilada, que sirven para visualizar como se distribuye porcentualmente la generación.

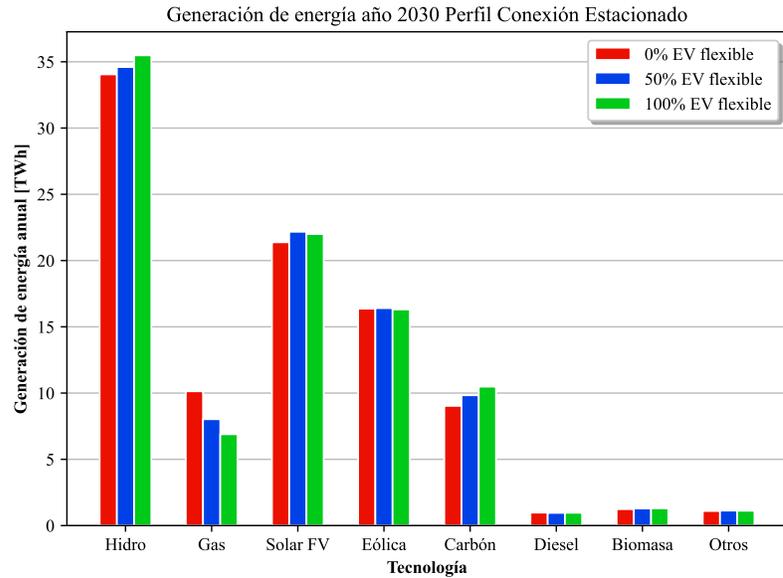


Figura 5.3: Generación de energía anual 2030, por tipo de tecnología y para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Estacionado.

En las Figuras 5.4, 5.5 y 5.6 se tienen la operación horaria para 4 días representativos del año 2030 (uno por cada estación) correspondientes al caso base inflexible, 100 % flexible con perfil de carga domicilio y 100 % flexible con perfil de carga estacionado, respectivamente. En la Figura 5.4 se observa en naranja la carga de los VEB, en este caso inflexible, la cual ocurre en las horas designadas de la tarde, entre 19 y 21 horas.

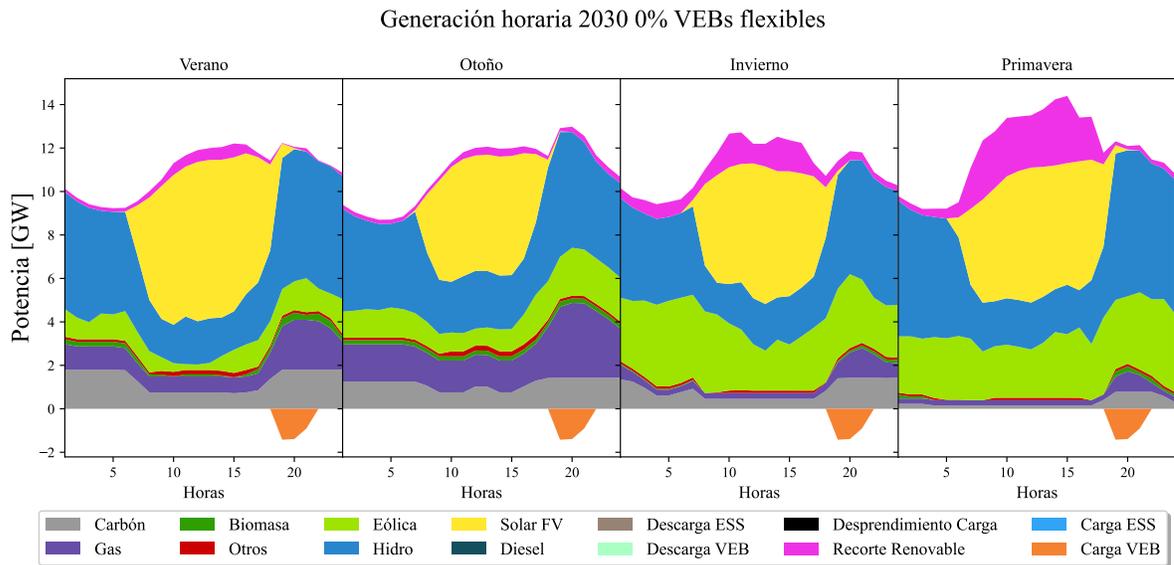


Figura 5.4: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2030, por tipo de tecnología, para caso base inflexible.

Generación horaria 2030 100% VEBs flexibles Perfil Domicilio

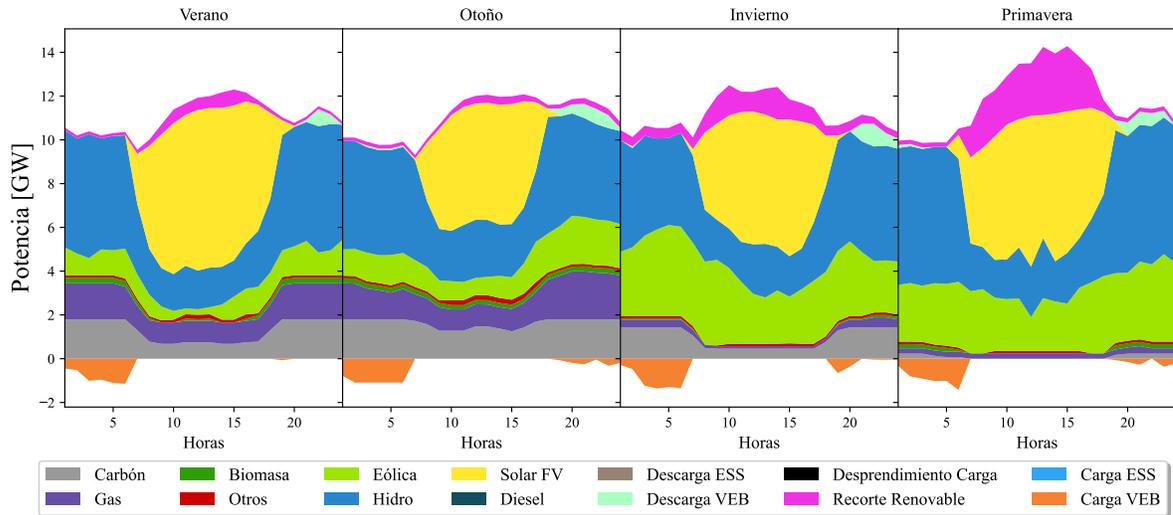


Figura 5.5: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2030, por tipo de tecnología, para caso 100 % flexible con perfil de carga domicilio.

En la Figura 5.5, perfil de carga domicilio, se observa que la carga de los VEB se traslada a las horas de la madrugada, disminuyendo la demanda punta de la tarde. A estas mismas horas, los VEB inyectan energía descargando sus baterías, aportando aún más a la disminución de la demanda punta de la tarde. Se puede apreciar que, debido a la menor demanda en las horas de la tarde, disminuye el uso de generación con gas en esas horas comparado al caso inflexible, mientras que aumenta el uso del carbón en las horas de la madrugada donde se cargan los VEB flexibles, explicando lo observado en la Figura 5.2.

Generación horaria 2030 100% VEBs flexibles Perfil Estacionado

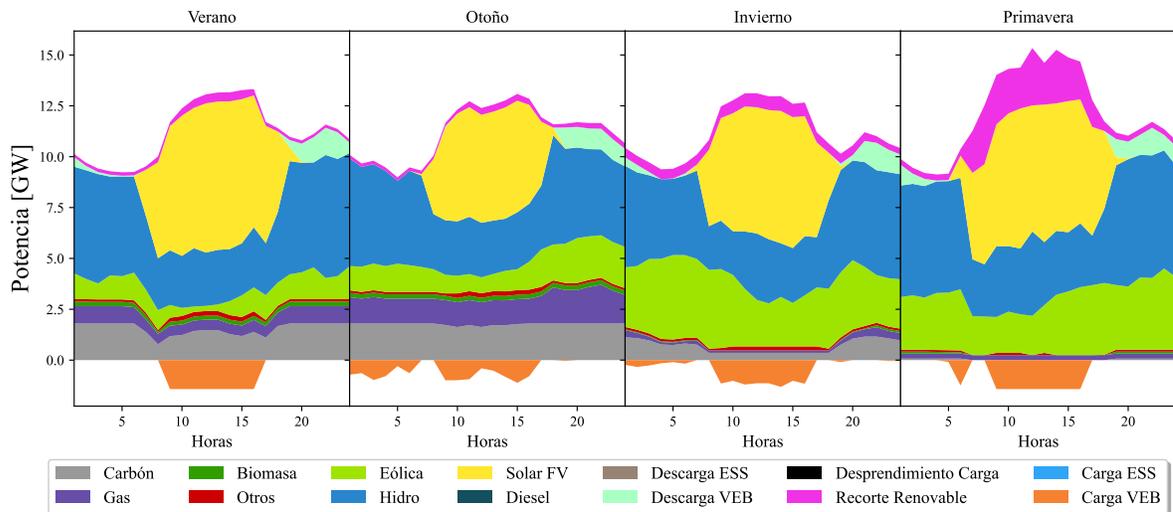


Figura 5.6: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2030, por tipo de tecnología, para caso 100 % flexible con perfil de carga estacionado.

Así mismo, la disminución del uso de la generación con gas se ve amplificada para el caso 100% flexible con perfil estacionado, como se aprecia en la Figura 5.6. Se observa que los VEB flexibles se cargan principalmente en las horas del medio día, incrementando y aprovechando la generación solar FV. Existe una disminución de las áreas rosadas que indican el recorte de generación renovable, mostrando un mayor aprovechamiento de estas comparada al caso inflexible. Por otra parte, se aprecia que, en ciertas horas, los VEB flexibles aportan a disminuir la demanda neta del sistema, mediante la descarga de sus baterías. Se observa que aportan en mayor medida energía en las horas de la tarde y en menor medida en las horas de la madrugada. Dicha descarga es mayor comparado al caso de perfil domicilio.

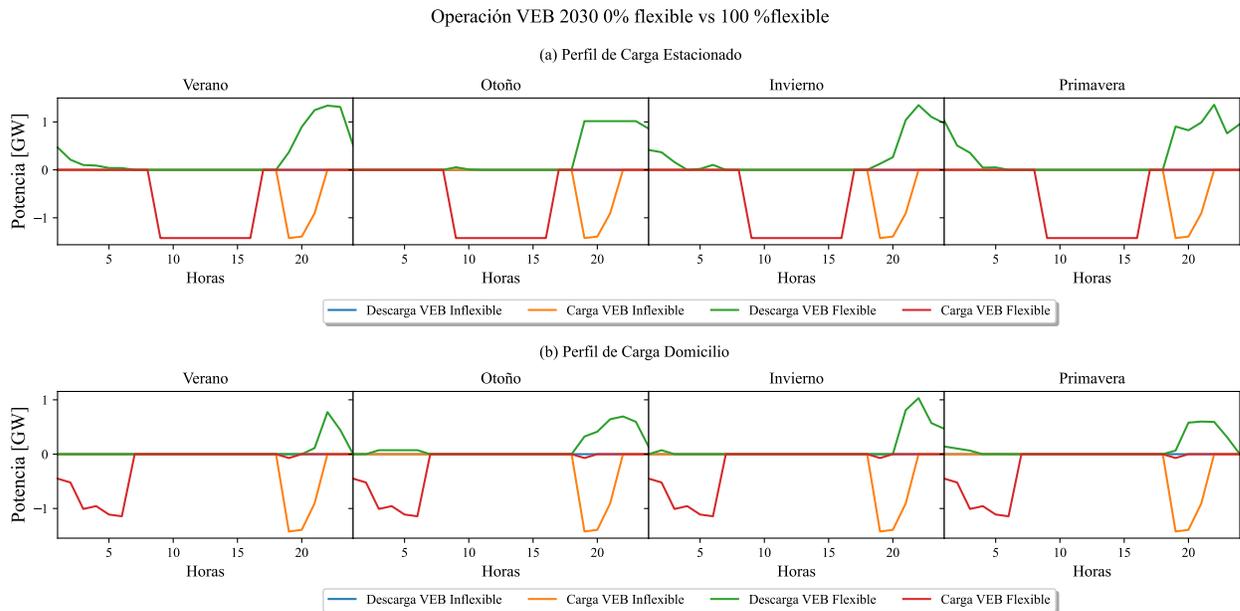


Figura 5.7: Operación de VEB en el sistema, comparando caso base con perfil de carga domicilio y estacionado, para 100% de VEB flexibles, año 2030.

En la Figura 5.7 se presenta la operación de los VEB en los mismos 4 días representativos. En el gráfico superior se tiene la comparación entre el caso base y el caso con perfil de carga estacionado, mientras que en el gráfico inferior la comparación entre el caso base y el caso con perfil de carga domicilio, ambos con 100% de VEB flexibles. La operación de los VEB es congruente con lo visto en los resultados anteriores. En el caso de perfil de carga domicilio, los vehículos se cargan en la madrugada y se descargan en las horas de demanda punta de la tarde, sin posibilidad de cargarse durante el día debido a su perfil de conexión a la red. Por otro lado, en el caso de perfil de carga estacionado, los VEB se cargan durante las horas del día y se descargan principalmente en las horas de demanda punta de la tarde.

En la Figura 5.8 se tienen los costos marginales del sistema, tanto para el caso base inflexible como para los casos con perfil de carga estacionado y domicilio. Se observa que en el caso inflexible, los costos del sistema alcanzan un valor cercano a los 1500 [USD/MWh], en la barra Nueva Zaldívar 220. Debido a congestiones en las líneas de transmisión, los costos marginales de las barras no son iguales en todo el sistema. En este caso, la barra Nueva Zaldívar 220 termina siendo abastecida por unidades diésel, las cuales tienen un elevado

costo de combustible, cercano a las 1000 [USD/ton], encareciendo el costo marginal en esta barra.

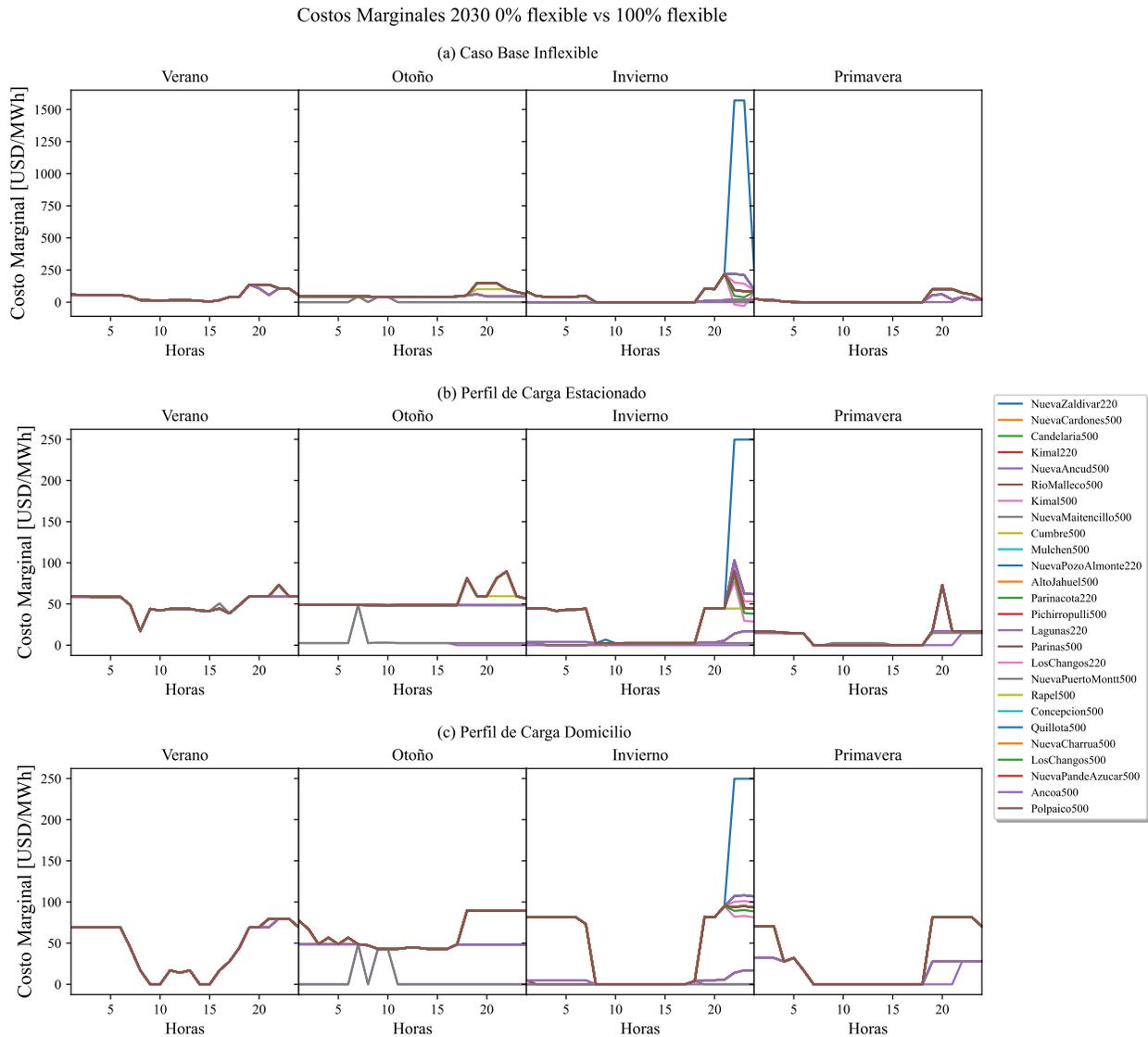


Figura 5.8: Costos marginales del sistema para el caso base inflexible, caso con perfil de carga estacionado y caso con perfil de carga domicilio, para 100 % de VEB flexibles, año 2030.

Por otro lado, se aprecia que los costos marginales, para ambos casos de flexibilidad (perfil de carga estacionado y domicilio), alcanzan niveles normales de operación en el SEN, entre los 0 y 300 [USD/MWh] [54]. Por lo tanto, la capacidad de los VEB de gestionar su demanda y descarga aporta a descongestionar el sistema y a disminuir los costos marginales de este.

Tabla 5.1: Resumen de resultados de costos del sistema, desprendimiento de carga, recorte de generación de energía renovable y *Flexibility Index*, para diferentes porcentajes de VEB flexibles y perfiles de carga, año 2030.

Cantidad de VEB		500.000		
Año		2030		
% de VEB flexibles		0	50	100
Perfil de carga Domicilio				
Desprendimiento de carga [GWh]		0	0	0
Recorte de generación de energía renovable [TWh]		5,09	4,55	4,81
Costo de penalización por desprendimiento de carga [MUSD]		0	0	0
Costos de generación [MUSD]		1.048,86	986,30	961,96
Costos totales [MUSD]		1.048,86	986,30	961,96
<i>Flexibility Index</i>		-	5,96 %	8,28 %
Perfil de carga Estacionado				
Desprendimiento de carga [GWh]		0	0	0
Recorte de generación de energía renovable [TWh]		5,09	4,19	4,46
Costo de penalización por desprendimiento de carga [MUSD]		0	0	0
Costos de generación [MUSD]		1.048,86	925,39	866,98
Costos totales [MUSD]		1.048,86	925,39	866,98
<i>Flexibility Index</i>		-	11,77 %	17,34 %

Los efectos de los resultados vistos entre las Figuras 5.2 y 5.8 se aprecian en la Tabla 5.1. La disminución de costos marginales, el aprovechamiento mayor de las energías renovables y la descarga de energía en horas *peak* se reflejan en la disminución de los costos del totales del sistema. Se aprecia que a mayor porcentaje de VEB flexibles, el costo del sistema disminuye, al igual que el recorte de generación de energía renovable. Además, para esta cantidad de VEB, no se presenta desprendimiento de carga. Los efectos de disminución de costos son el doble para el caso del perfil de carga estacionado, como lo demuestra el índice de flexibilidad *Flexibility Index*, pasando de un 6 % y 8 % a 12 % y 17 %.

Tabla 5.2: Resultados para el indicador de flexibilidad Peak Power Reduction Percentage, en el caso de estudio del año 2030, para diferentes cantidad de VEB flexibles y perfiles de carga, calculados para 4 días representativos.

Cantidad de VEB		500.000			
Año		2030			
Perfil de carga		Estacionado		Domicilio	
% de VEB flexibles		50	100	50	100
Peak Power Reduction Percentage	Verano	12,72 %	20,99 %	9,53 %	12,60 %
	Otoño	11,07 %	22,08 %	9,90 %	15,24 %
	Invierno	13,51 %	21,80 %	13,45 %	19,26 %
	Primavera	15,10 %	23,97 %	14,63 %	20,48 %

Por último, se observa en la Tabla 5.2 el índice de flexibilidad *Peak Power Reduction Percentage* (PPRP). Se aprecia el efecto de la operación flexible de los VEB en el sistema, donde se observa que, para ambos perfiles de carga, se tiene una disminución superior al 9% del *peak* de demanda, para el día representativo especificado. Además, mientras más porcentaje de VEB son flexibles, se tiene una mayor disminución del *peak* de demanda diario, viéndose incrementado el efecto para el caso de perfil estacionado, llegando al 20% de PPRP.

5.2.2. Caso de estudio 2050

5.2.2.1. Escenario de penetración conservador

En este escenario, se tienen 3 millones de VEB en el SEN. Esta cantidad, es una cantidad conservadora frente a las proyecciones, por lo tanto, se busca estudiar como actuaría el sistema frente la mínima cantidad de VEB que se espera que haya en el 2050. Además, se busca estudiar si la operación flexible de los VEB pueden solucionar problemáticas surgidas de la alta demanda añadida al sistema, debido a la cantidad considerable de VEB. Por esto mismo, se consideran en este caso de estudio los 37 ESS. De esta manera, en las Figuras 5.9 y 5.10 se aprecia que el uso flexible de los VEB incrementa el uso de tecnologías renovables, como solar FV y eólica, siendo menor el efecto para el perfil domicilio.

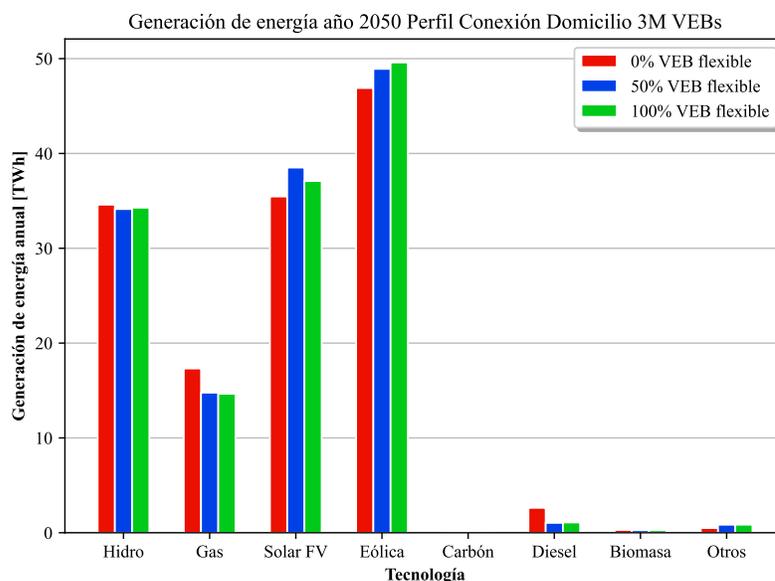


Figura 5.9: Generación de energía anual 2050, por tipo de tecnología y para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Domicilio, con 3 millones de VEB en el sistema.

A su vez, esto genera una disminución del uso del gas, siendo significativa para el caso con perfil de conexión estacionado, disminuyendo más de la mitad la generación con gas. También se puede apreciar que, con una penetración de 3 millones de VEB inflexibles en el sistema, se requiere del uso de generación diésel. Esta necesidad desaparece en el caso con perfil de conexión estacionado, tanto para 50% y 100% de VEB flexibles, lo cual acompañado de la disminución de la generación de gas, causa un incremento de la generación Hidroeléctrica.

Esto se debe a que hay menos centrales de gas consideradas en *unit-commitment*, debido a que el uso flexible de los VEB permite un mayor aprovechamiento del recurso renovable, desplazando la generación renovable desde horas donde abunda hacia las horas donde la generación con gas era necesaria.

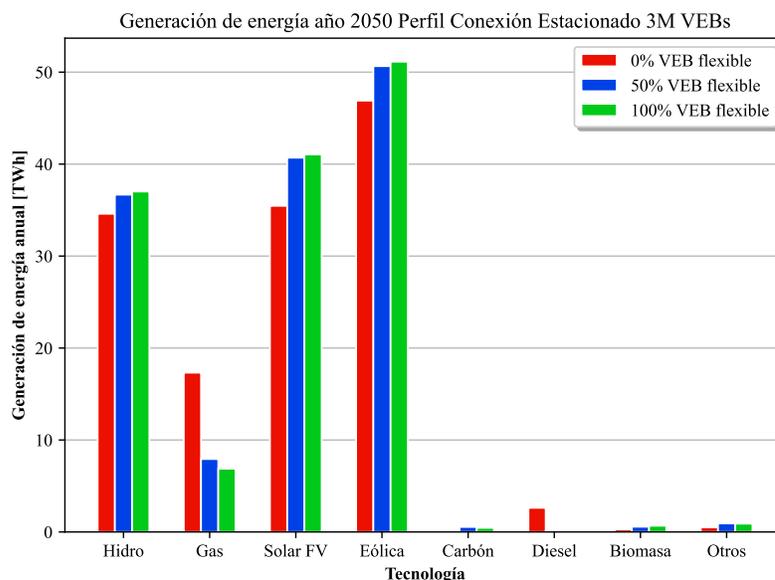


Figura 5.10: Generación de energía anual 2050, por tipo de tecnología y para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Estacionado, con 3 millones de VEB en el sistema.

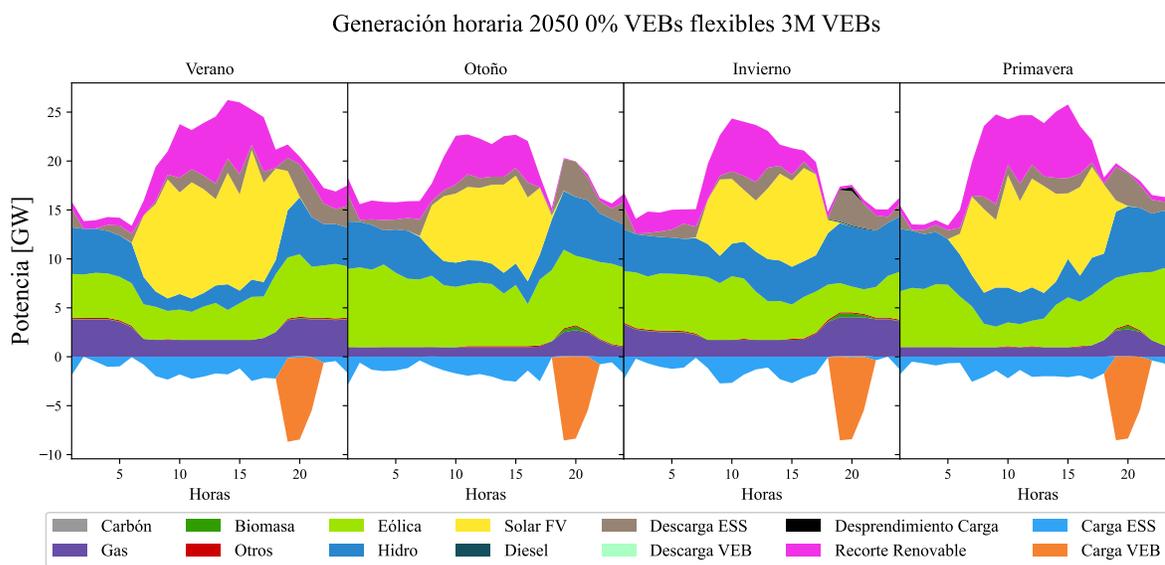


Figura 5.11: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso base inflexible con 3 millones de VEB.

Respecto a la generación horaria de energía para este caso, se aprecia en la Figura 5.11

el caso base inflexible, el cual cuenta con un *peak* de carga de VEB considerable, de aproximadamente 8 [GW] a las 19 horas, momento donde comienzan a cargarse todos los VEB inflexibles. Se logra apreciar un leve uso del diésel para el día representativo de invierno, y una cantidad considerable de energía renovable no aprovechada, entre 3 y 5 [GW]. Se observa el uso de los ESS, los cuales aportan a suplir la demanda punta de la tarde, justo cuando se cargan los VEB inflexibles.

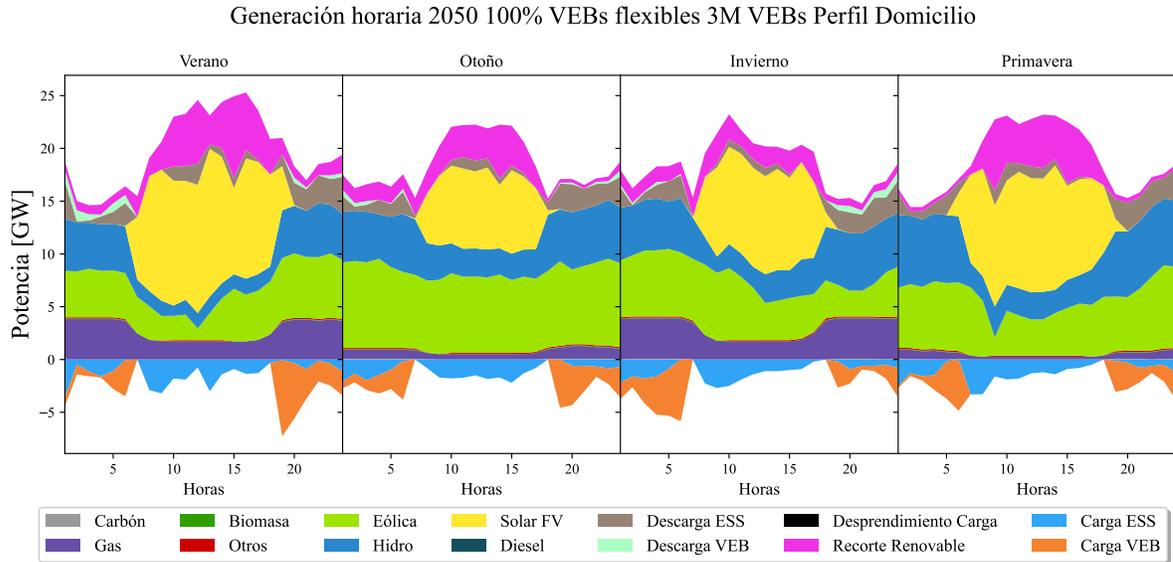


Figura 5.12: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 100 % flexible con perfil de carga domicilio y 3 millones de VEB.

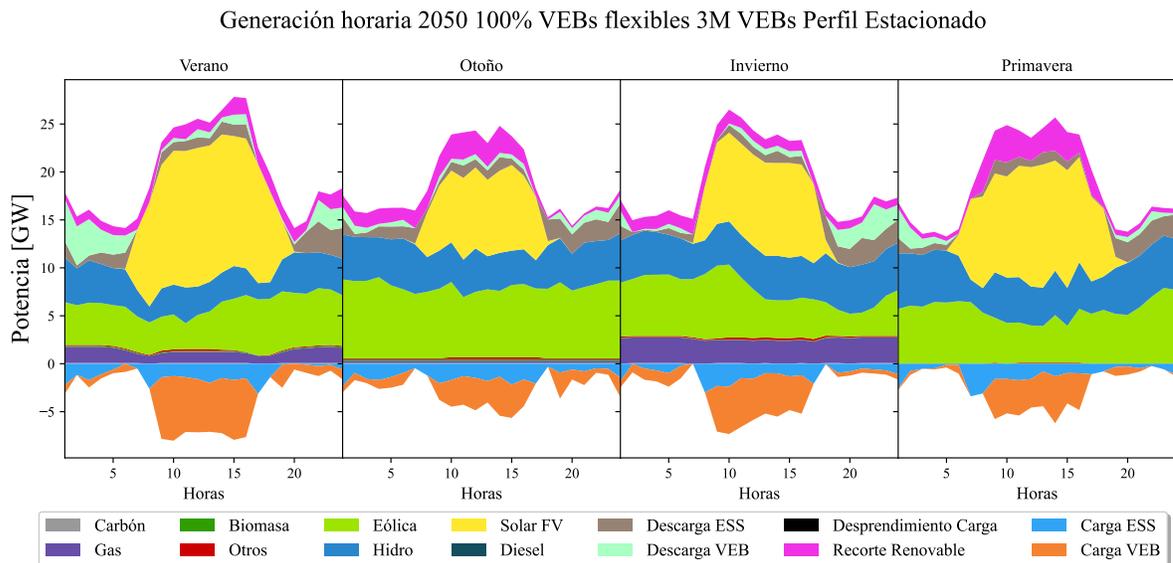


Figura 5.13: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 100 % flexible con perfil de carga estacionado y 3 millones de VEB.

Por otra parte, en las Figuras 5.12 y 5.13 se tienen las generaciones horarias en los casos flexibles con perfil de carga domicilio y estacionado, respectivamente. Se observa el desplazamiento de la carga de los VEB a la tarde y madrugada, para el caso perfil domicilio, mientras que para el perfil estacionado se aprecia una concentración de carga en las horas del medio día. Esto último genera un aumento de la generación renovable, especialmente visualizándose el aumento de la energía solar FV. Debido a esto, el recorte de energía renovable es considerablemente menor comparado al caso base inflexible, por lo que el uso flexible de los VEB genera que se aprovechen más los recursos renovables, especialmente para con el perfil de conexión estacionado. Por último, se observa en la Figura 5.13 el aporte de la descarga de los VEB a lo largo del día, enfocándose en las horas de la madrugada y la tarde, aportando a disminuir la demanda punta de la tarde y obteniendo una curva de generación más plana en esas horas.

Además, se puede observar, en cierta medida, una coordinación de los VEB con los sistemas de almacenamiento, los cuales tienen un comportamiento similar de carga y descarga, especialmente en el caso con perfil estacionado. Ambos aprovechan las horas con mayor potencial renovable, a mitad del día, para cargar sus baterías y luego descargarlas en las horas de la tarde y la madrugada.

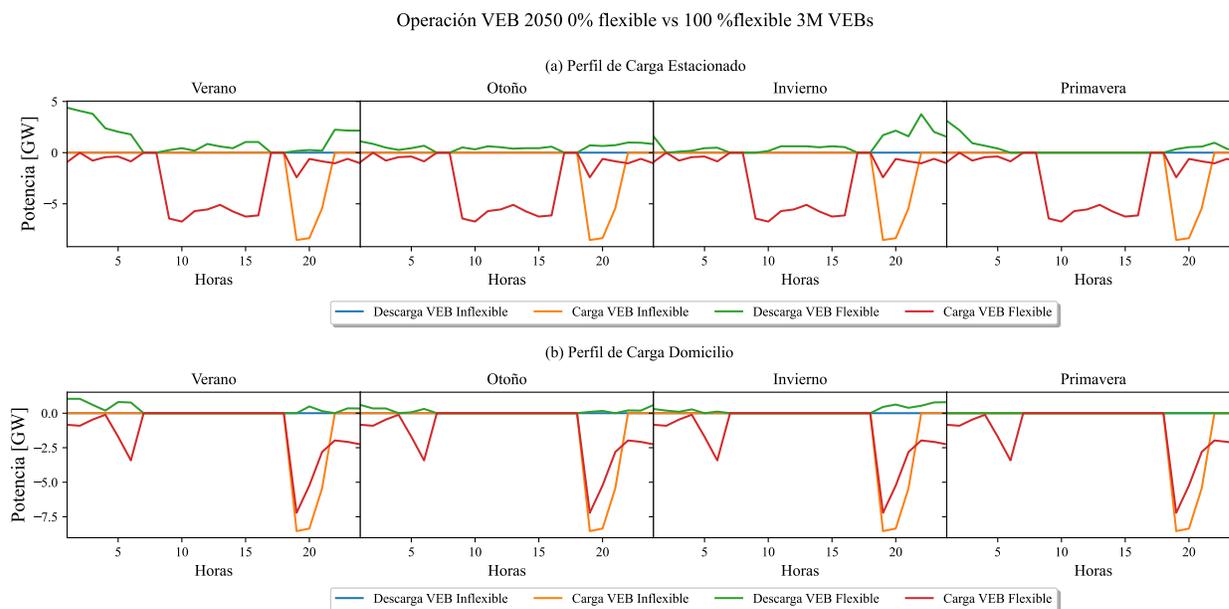


Figura 5.14: Operación de VEB en el sistema, comparando caso base con perfil de carga domicilio y estacionado, para 100 % de VEB flexibles, año 2050 con 3 millones de VEB.

La operación de los VEB para este caso se puede apreciar en la Figura 5.14, donde se observa el mismo comportamiento de las Figuras anteriores. Los VEB flexibles con perfil de carga estacionado aprovechan las horas del día para cargar sus baterías, para poder luego descargarlas en las horas de la madrugada y el *peak* de la tarde. En cambio, los VEB con perfil de carga domicilio no son capaces de modificar significativamente su horas de carga respecto al caso base. Se aprecia que logran mover demanda a las horas de la madrugada, donde algunos también se descargan, manteniendo la mayoría cargándose en el *peak* de la

tarde. Cabe destacar que si bien se ve en la Figura 5.14 que los VEB se están cargando y descargando durante las mismas horas, esto no quiere decir que los vehículos individualmente tengan ese comportamiento, sino que, algunos grupos de VEB se están cargando mientras otros se están descargando.

Con respecto a los costos marginales del sistema para este caso, se pueden observar en la Figura 5.15. El aprovechamiento mayor de energías renovables y el aporte de la descarga de las baterías en el sistema, tienen como consecuencia una baja en los costos marginales, los cuales son considerablemente bajos para el caso del perfil de carga estacionado. Si estos se comparan a los vistos en el caso de estudio anterior y al caso inflexible, son aproximadamente 3 veces menor, alcanzando valores cercanos a los 90 [USD/MWh]. Por otro lado, se observa que para el perfil de carga domicilio, durante las horas del día, no se aprovecha en su totalidad la energía renovable, lo que produce que los costos marginales sean cero a mitad del día, pero los costos del resto de la jornada están entre los 100 y 300 [USD/MWh]

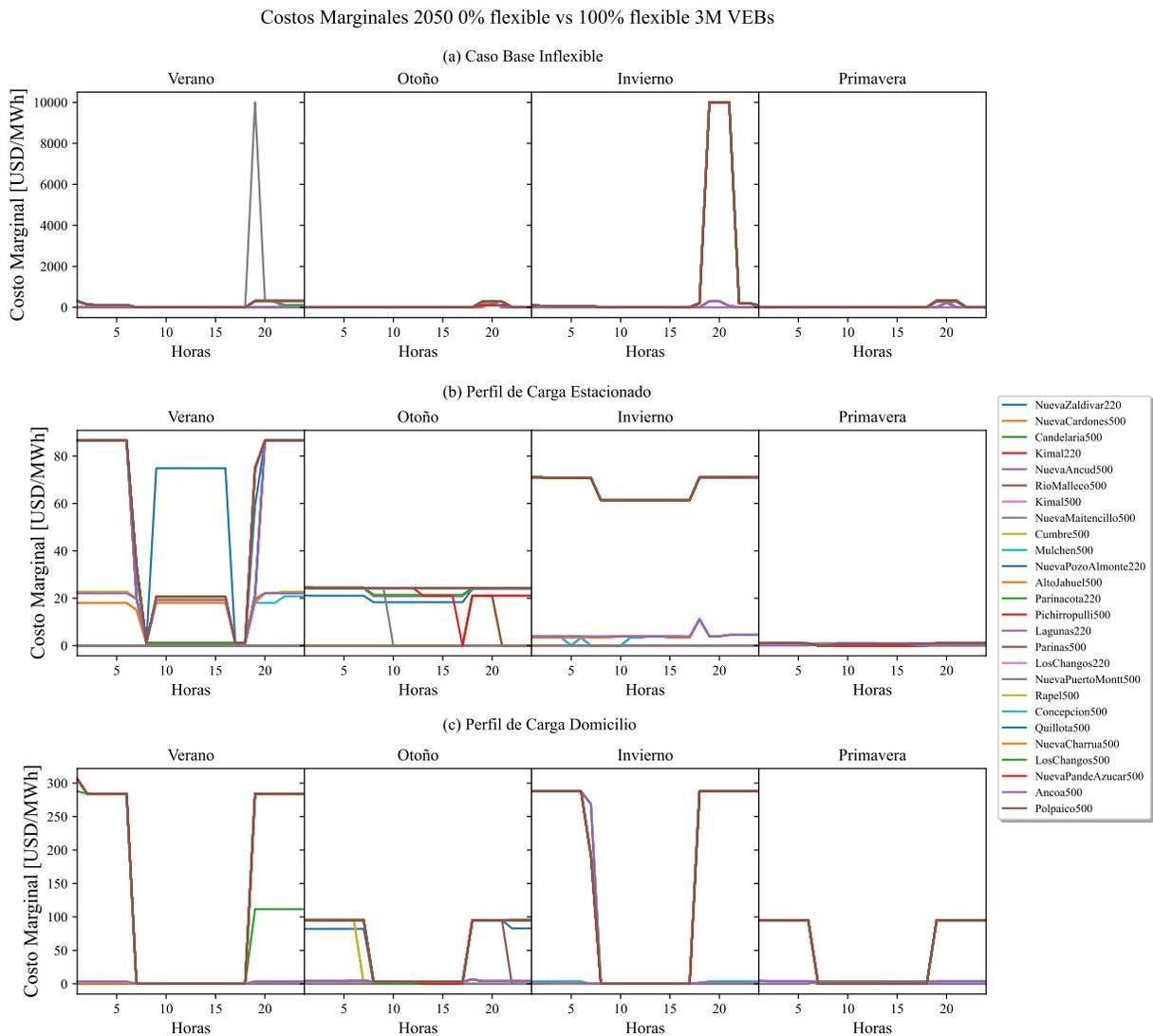


Figura 5.15: Costos marginales del sistema para el caso base inflexible, caso con perfil de carga estacionado y caso con perfil de carga domicilio, para 100 % de VEB flexibles, año 2050 y 3 millones de VEB.

Por otra parte, en la Figura 5.15 también se observa que, para el caso inflexible, los costos marginales alcanzan los 10.000 [USD/MWh], lo cual no sucede en los casos de flexibilidad. Esto se explica debido al desprendimiento de carga que ocurre en el caso inflexible, pudiendo apreciar esto en la Tabla 5.3, por lo que el costo marginal en la barra con desprendimiento de carga toma el valor del 10.000 [USD/MWh], definido en la sección 5.1.1. Se puede ver que hay un desprendimiento de carga de 29,38 [GWh] a lo largo del año, en el caso base inflexible, lo cual se evita con el uso flexible de los VEB, para ambos perfiles de carga.

Con relación a lo anterior, en la Tabla 5.3 se aprecian los costos totales y el índice de flexibilidad *Flexibility Index*, los cuales indican que con el uso flexible de los VEB, se logra disminuir los costos totales del sistema en cerca de 42 % y 74 %, para los casos con perfiles de carga domicilio y estacionado, respectivamente. De esta disminución de costos, la parte principal es el ahorro en el costo de generación debido al mayor aprovechamiento de energías renovables, pero también, se evitan las penalizaciones por desprendimiento de carga. De esta manera, se aprecia que la disminución de los costos es casi dos veces mayor cuando los VEB flexibles tienen un perfil de carga estacionado, al igual que la disminución de recorte de generación renovable, propiciando que los costos totales disminuyan de 2.108,09 [MUSD] a 456,26 [MUSD].

Tabla 5.3: Resumen de resultados de costos del sistema, desprendimiento de carga, recorte de generación de energía renovable y Flexibility Index, para diferentes porcentajes de VEB flexibles y perfiles de carga, año 2050 con 3 millones de VEB.

Cantidad de VEB	3.000.000		
Año	2050		
% de VEB flexibles	0	50	100
Perfil de carga Domicilio			
Desprendimiento de carga [GWh]	29,38	0	0
Recorte de generación de energía renovable [TWh]	22,47	17,15	17,89
Costo de penalización por desprendimiento de carga [MUSD]	293,84	0	0
Costos de generación [MUSD]	1.814,25	1.208,32	1.202,55
Costos totales [MUSD]	2.108,09	1.208,32	1.202,55
<i>Flexibility Index</i>	-	42,68 %	42,96 %
Perfil de carga Estacionado			
Desprendimiento de carga [GWh]	29,38	0	0
Recorte de generación de energía renovable [TWh]	22,47	12,87	11,91
Costo de penalización por desprendimiento de carga [MUSD]	293,84	0	0
Costos de generación [MUSD]	1.814,25	541,78	456,26
Costos totales [MUSD]	2.108,09	541,78	456,26
<i>Flexibility Index</i>	-	74,30 %	78,36 %

Tabla 5.4: Resultados para el indicador de flexibilidad Peak Power Reduction Percentage, en el caso de estudio del año 2050 con 3 millones de VEB, para diferentes cantidad de VEB flexibles y perfiles de carga, calculados para 4 días representativos.

Cantidad de VEBs		3.000.000			
Año		2050			
Perfil de carga		Estacionado		Domicilio	
% de VEBs flexibles		50	100	50	100
Peak power reduction percentage	Verano	33,70 %	42,93 %	11,11 %	16,53 %
	Otoño	37,16 %	53,71 %	27,63 %	28,28 %
	Invierno	44,92 %	46,65 %	27,79 %	30,85 %
	Primavera	49,98 %	49,96 %	30,17 %	37,26 %

Finalmente, en la Tabla 5.4 se tienen los resultados del índice de flexibilidad PPRP. Se observa la disminución de la demanda punta del sistema para los 4 días representativos, donde para ambos perfiles de carga, se aprecian disminuciones mayores al 11,11 [%]. Así mismo, la tendencia indica que a mayor porcentaje de VEB flexibles, el PPRP aumenta. Igualmente, el indicador de flexibilidad PPRP es mayor en el caso con perfil de carga estacionado, pudiendo ser más del doble que lo obtenido con el perfil de carga domicilio, para ciertas condiciones de operación, siendo mayor al 33 % en todos los días representativos. Esto muestra nuevamente que, la operación de VEB flexibles con el perfil de carga estacionado, tiene efectos mayores en la flexibilidad del sistema que con el perfil de carga domicilio.

5.2.2.2. Escenario de penetración moderado

En este escenario de penetración, se tiene 5 millones de VEB. Esta cantidad de vehículos, considerada moderada por las proyecciones, podría causar desafíos técnicos importantes, debido a la demanda añadida que implica esta cantidad de VEB, la que puede alcanzar los 15 [GW] si todos se cargan simultáneamente. Por tanto, se espera estudiar si se pueden evitar estos posibles efectos negativos sobre el sistema, como también el efecto que tendrá en los costos del sistema, la operación flexible de los VEB. Al igual que en el escenario de penetración conservador, se consideran los 37 ESS.

De esta forma, en las Figuras 5.16 y 5.17 se tiene la generación anual apilada, para el caso con perfil domicilio y estacionado, respectivamente. Se observa el uso del diésel para el caso inflexible, y a su vez, que este disminuye casi por completo para ambos casos flexibles y porcentajes de VEB flexibles. Por otro lado, se aprecia que para el caso con perfil estacionado la disminución del uso del gas es más notoria que para el caso con perfil domicilio, donde además, se tiene un aumento de la generación de energías solar FV y eólica.

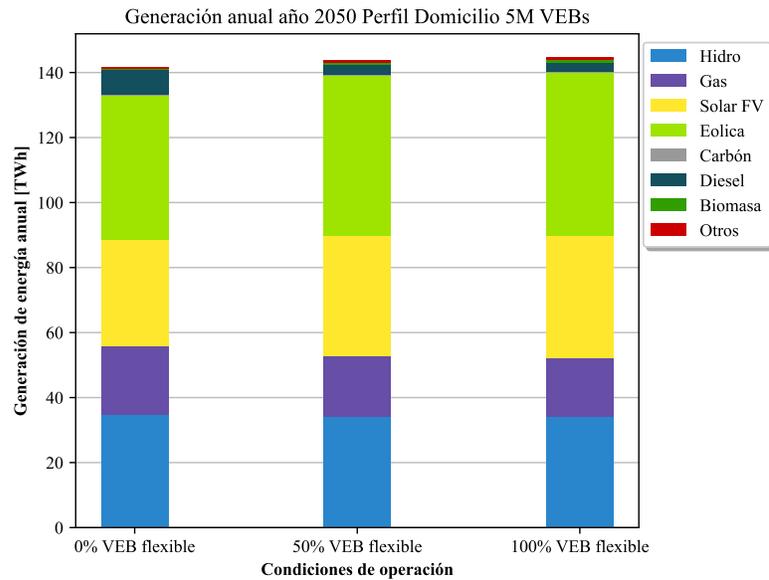


Figura 5.16: Generación de energía anual 2050 para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Domicilio.

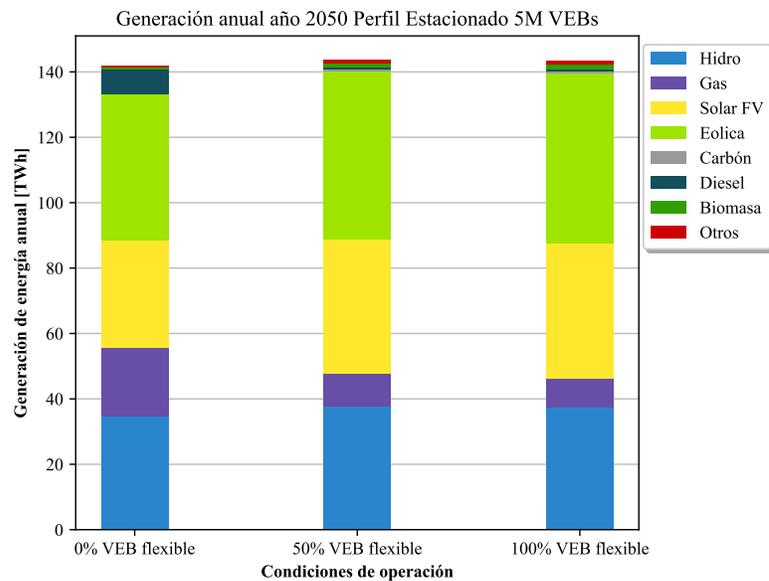


Figura 5.17: Generación de energía anual 2050 para diferentes porcentajes de VEB flexibles, con uso de perfil de carga Estacionado.

Igualmente, se observan las generaciones anuales por tecnología en las Figuras 5.18 y 5.19, para el caso con perfil domicilio y estacionado, respectivamente. Se puede ver el detalle de los cambios de la generación en las distintas condiciones de operación, ilustrando lo mencionado anteriormente. Se ve claramente que, con el perfil de carga domicilio, no se logra disminuir por completo el uso del diésel, y la disminución del gas no es significativa. Por otra parte, para el caso con perfil estacionado, la disminución del la generación con gas es más de la mitad, donde al mismo tiempo la generación con diésel es cercana a cero.

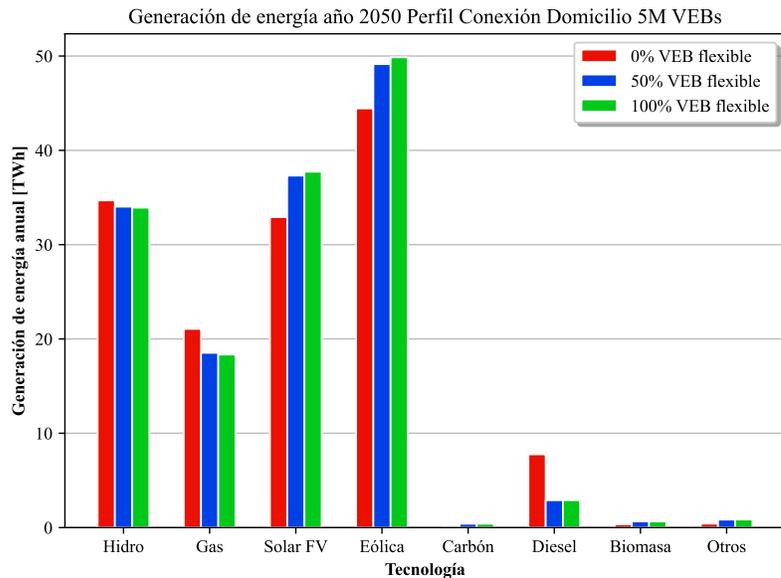


Figura 5.18: Generación de energía anual 2050, por tipo de tecnología y para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Domicilio, con 5 millones de VEB en el sistema.

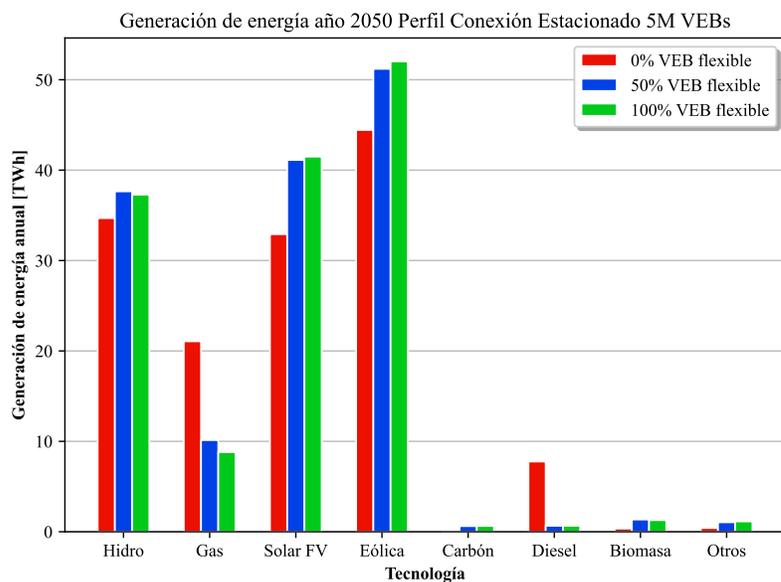


Figura 5.19: Generación de energía anual 2050, por tipo de tecnología y para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Estacionado, con 5 millones de VEB en el sistema.

Así, en este último caso, visto en la Figura 5.19, también se aprecia un aumento de la generación hidroeléctrica, debido a la menor cantidad de unidades de gas incluidas en el *unit-commitment*, siendo necesario reemplazar estas unidades de rampa rápida por otra generación que tenga características de rampa. El aumento de la generación renovable es mayor también para el perfil de carga estacionado, superando los 40 y 50 [TWh] anuales para la generación

solar FV y eólica, respectivamente.

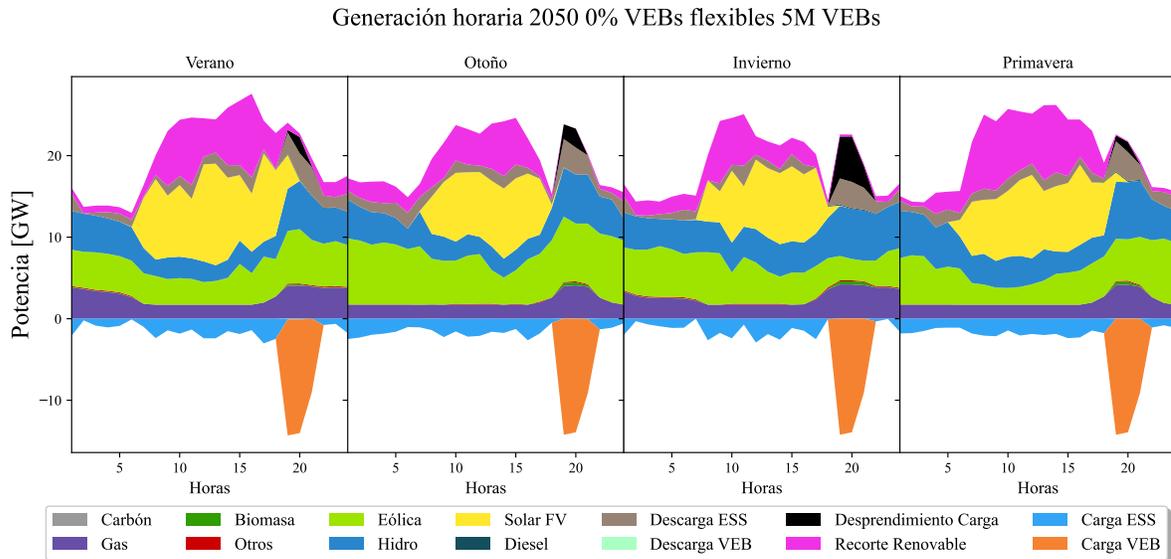


Figura 5.20: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso base inflexible con 5 millones de VEB.

En las Figuras 5.20, 5.21 y 5.22 se presentan las generaciones horarias de 4 días representativos, para este caso. Analizando la Figuras 5.20, el caso base inflexible, se observa desprendimiento de carga significativo, lo cual no se aprecia en los casos de estudio anteriores. Este desprendimiento de carga ocurre en las mismas horas asociadas a la carga de los VEB inflexibles, los cuales alcanzan una demanda punta aproximada de 15 [GW] a las 19 horas. Se observa que para suplir esta demanda, se tiene un incremento del uso del gas, generación hidroeléctrica y descarga de los ESS en aquellas horas, todas tecnologías de rampa rápida.

En cambio, los resultados de generación horaria para los casos flexibles no presentan desprendimiento de carga. Específicamente en la Figura 5.21, caso con perfil de carga domicilio, se observa que la carga de los VEB se distribuye tanto en la tarde como en la madrugada, manteniendo las demandas puntas de carga en valores menores a 10 [GW], y en la mayoría de los casos, menores 7 [GW]. Esto implica que, en la mayoría de los casos, se logra disminuir la demanda máxima de carga de los VEB a la mitad, gracias a su operación flexible.

Así mismo, analizando el caso con perfil estacionado de la Figura 5.22, se tiene el comportamiento visto en los casos de estudio anteriores, donde los VEB desplazan su demanda, asignándola principalmente a las horas del medio día. A causa de esto, aprovechan el recurso renovable solar, aumentando la generación de energía solar FV, pasando de *peaks* de generación inferiores a 20 [GW] en los casos base inflexible y con carga domicilio, a *peaks* de generación de 25 [GW] en el caso con perfil de carga estacionado. Esto se evidencia en la disminución del recorte de generación renovable, siendo significativamente menor al compararlo con los casos de las Figuras 5.20 y 5.21. Adicionalmente, los VEB flexibles de este caso aportan descargando sus baterías a lo largo de todo el día, ocurriendo esto en su mayor parte

durante la madrugada y horas de la tarde. También, se observa que los ESS actúan de forma coordinada con los VEB.

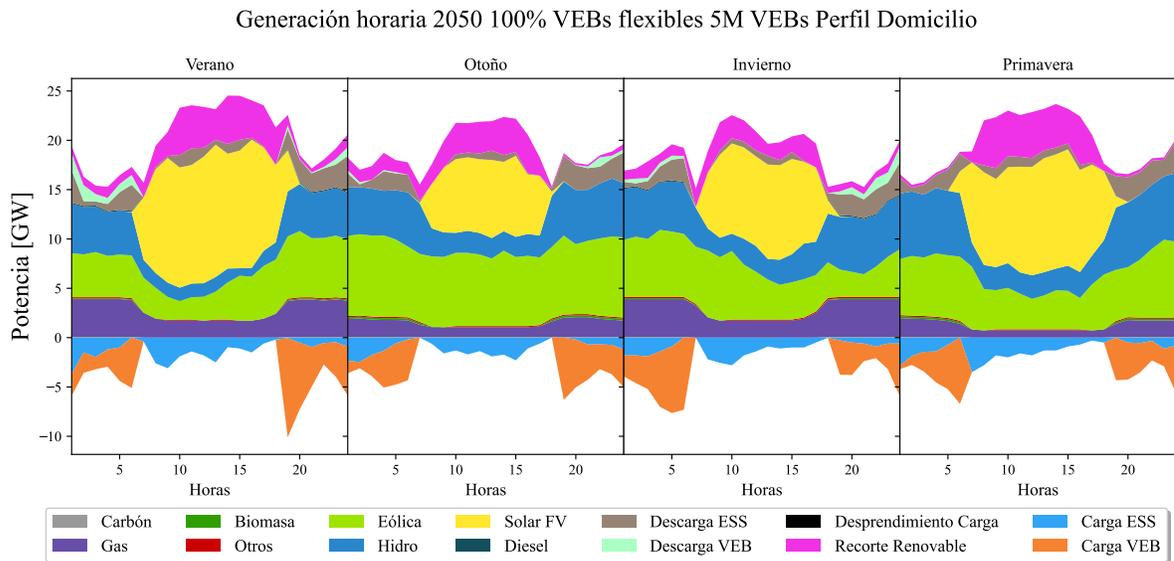


Figura 5.21: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 100 % flexible con perfil de carga domicilio y 5 millones de VEB.

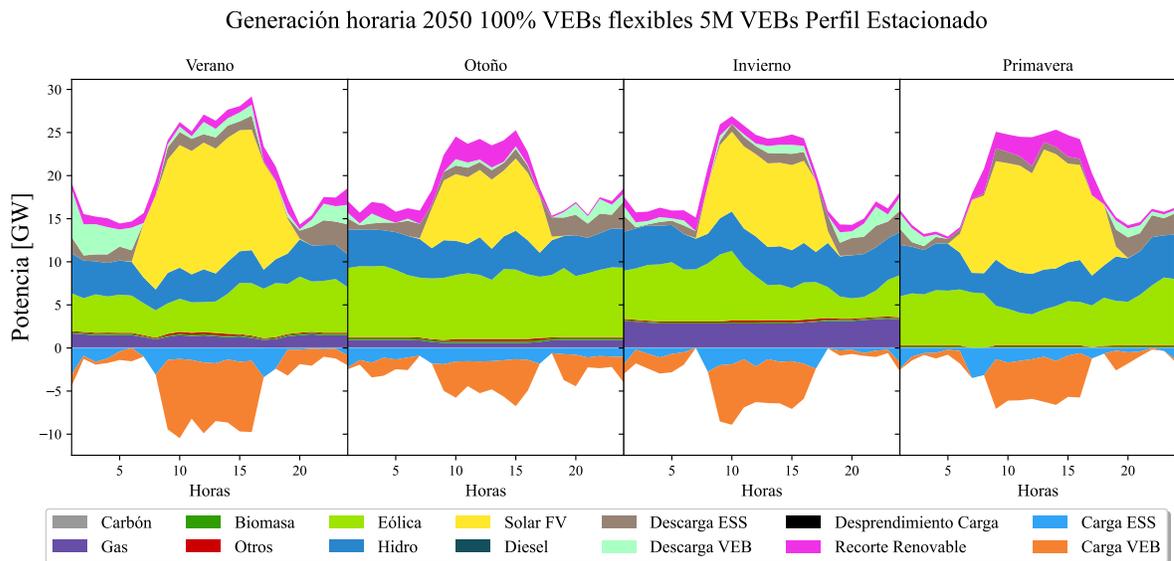


Figura 5.22: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 100 % flexible con perfil de carga estacionado y 5 millones de VEB.

Respecto a los costos marginales del sistema, estos se aprecian en la Figura 5.23. Se observa que existe desprendimiento de carga durante todos los días representativos, dado que alcanzan costos de 10.000 [USD/MWh]. Para ambos perfiles de carga, se observa que el uso flexible de los VEB evita el desprendimiento de carga, con lo que los valores vuelven a valores

entre 0 y 300 [USD/MWh]. Al igual que en el escenario de penetración conservador, el perfil de carga estacionado disminuye los costos marginales aun más, alcanzando valores menores a 100 [USD/MWh] a lo largo de todo el año.

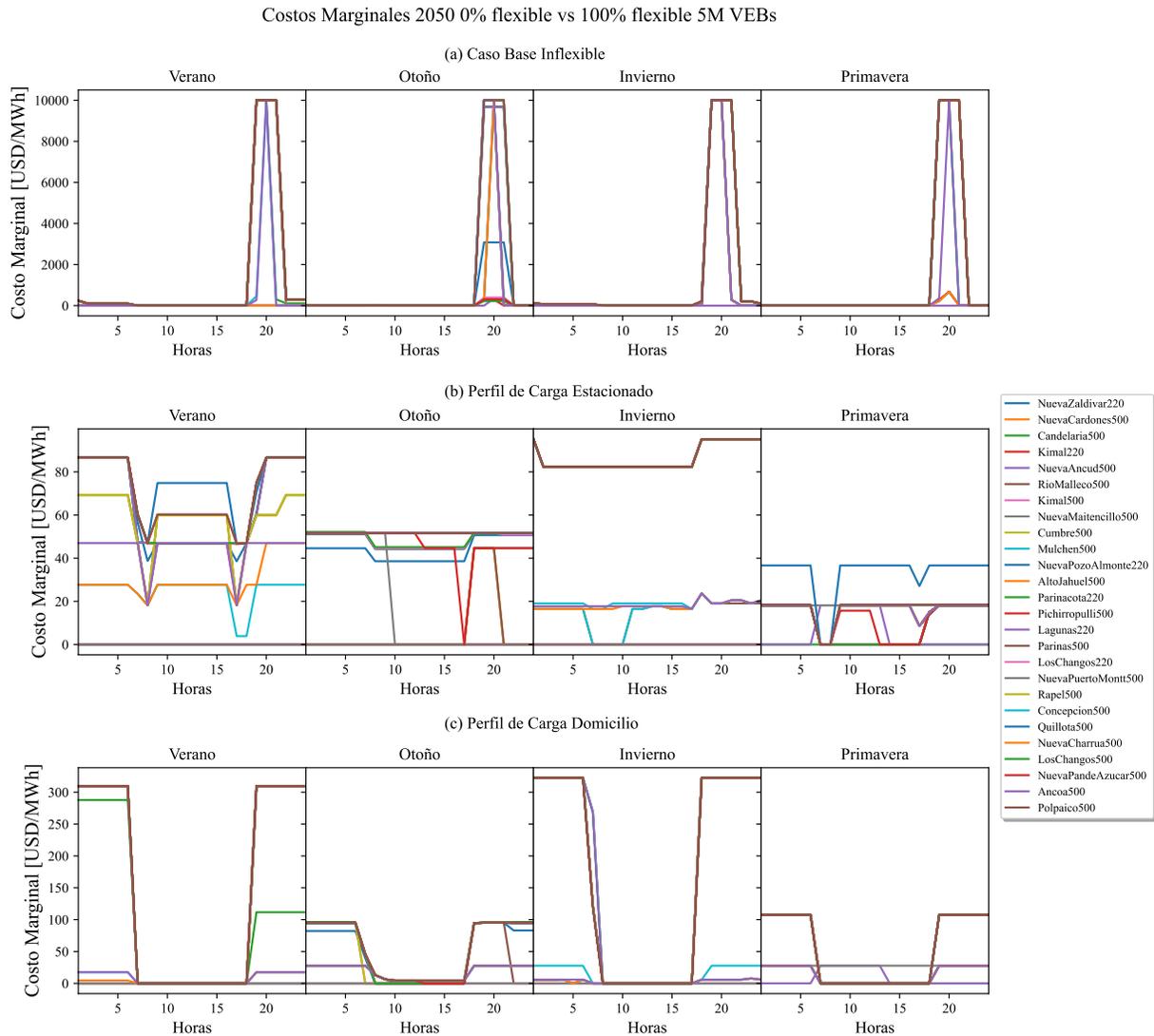


Figura 5.23: Costos marginales del sistema para el caso base inflexible, caso con perfil de carga estacionado y caso con perfil de carga domicilio, para 100 % de VEB flexibles, año 2050 y 5 millones de VEB.

Por otro lado, en la Tabla 5.5 se observa el resumen de resultados para este caso. Se aprecia, como fue mencionado antes, que en los casos de flexibilidad no hay desprendimiento de carga. En cambio, se alcanza un desprendimiento de carga de 1.833,55 [GWh], el cual genera una penalización de 18.335,51 [MUSD]. Debido a esto, el costo total del caso inflexible es considerablemente alto, comparado a lo visto en los casos de estudio previos, alcanzando los 21.726 [MUSD], de los cuales solo 3.370 [MUSD] corresponden al costo de generación del sistema. Así, el índice de flexibilidad *Flexibility Index* indica que los costos totales disminuyen en más de un 90 % con el uso flexible de los VEB, con ambos perfiles de carga, evitando los costos por penalizaciones.

Tabla 5.5: Resumen de resultados de costos del sistema, desprendimiento de carga, recorte de generación de energía renovable y Flexibility Index, para diferentes porcentajes de VEB flexibles y perfiles de carga, año 2050 con 5 millones de VEB.

Cantidad de VEB	5.000.000		
Año	2050		
% de VEB flexibles	0	50	100
Perfil de carga Domicilio			
Desprendimiento de carga [GWh]	1.835,55	0	0
Recorte de generación de energía renovable [TWh]	27,49	17,74	16,61
Costo de penalización por desprendimiento de carga [MUSD]	18.355,51	0	0
Costos de generación [MUSD]	3.370,81	1.916,75	1.909,32
Costos totales [MUSD]	21.726,32	1.916,75	1.909,32
<i>Flexibility Index</i>	-	91,18 %	91,21 %
Perfil de carga Estacionado			
Desprendimiento de carga [GWh]	1.835,55	0	0
Recorte de generación de energía renovable [TWh]	27,49	11,05	9,86
Costo de penalización por desprendimiento de carga [MUSD]	18.355,51	0	0
Costos de generación [MUSD]	3.370,81	686,33	599,25
Costos totales [MUSD]	21.726,32	686,33	599,25
<i>Flexibility Index</i>	-	96,84 %	97,24 %

Sin embargo, a pesar de que parezca que con ambos perfiles de carga se logran porcentajes similares de disminución de costos, si se analiza con detalle, el caso con perfil de carga estacionado logra disminuir cerca de 5 veces los costos de generación del sistema. En cambio, el caso con perfil de carga domicilio logra disminuir estos a la mitad, aunque tenga solo una diferencia de *Flexibility Index* cercana a 6 %. Por lo tanto, en base a la disminución de costos de generación que se obtienen con el perfil de carga estacionado, sería el perfil que mayor efecto tiene en la disminución de los costos, lo cual se ha evidenciado en todos los casos de estudio. Esto tiene relación con la mayor disminución del recorte de generación renovable, donde al aprovechar más el uso de estas tecnologías de generación sin costos, logra aumentar la disminución del costo de generación, comparado con los casos inflexibles y con perfil de carga domicilio.

Finalmente, en la Tabla 5.6 se aprecia los resultados para el índice de flexibilidad PPRP. El indicador de flexibilidad muestra que la demanda punta se logra reducir sobre un 31 %, alcanzando en su mayor reducción un 67 %, esto para el caso con perfil de carga estacionado y 100 % de VEB flexibles. Por otro lado, se observan resultados similares que para el caso de estudio 2050 con 3 millones de VEB vistos en la Tabla 5.4, donde la reducción de la demanda punta puede ser casi el doble en el caso con perfil estacionado, respecto al caso con perfil domicilio. Esto demuestra que la operación de los VEB con perfil de carga estacionado aportan significativamente más flexibilidad que los VEB con perfil de carga domicilio.

Tabla 5.6: Resultados para el indicador de flexibilidad Peak Power Reduction Percentage en el caso de estudio del año 2050 con 5 millones de VEB, para diferentes cantidad de VEB flexibles y perfiles de carga, calculados para 4 días representativos.

Cantidad de VEBs		5.000.000			
Año		2050			
Perfil de carga		Estacionado		Domicilio	
% de VEBs flexibles		50	100	50	100
Peak power reduction percentage	Verano	52,59 %	59,87 %	31,69 %	35,71 %
	Otoño	52,49 %	59,95 %	44,27 %	48,93 %
	Invierno	56,94 %	58,29 %	39,45 %	44,78 %
	Primavera	61,93 %	67,23 %	43,85 %	48,16 %

5.2.3. Síntesis de resultados

De los resultados obtenidos en ambos casos de estudio, se puede notar que a medida que aumenta el porcentaje de VEB flexibles, la generación de energía con fuentes renovables aumenta, y en consecuencia, disminuye la generación de energía con fuentes fósiles y el recorte de generación renovable. Este efecto es siempre mayor con un perfil de carga estacionado, respecto al perfil de carga domicilio. Así mismo, en ambos casos de estudio se observa una disminución de los costos marginales del sistema, donde en los casos inflexibles se obtuvieron congestiones y desprendimiento de carga, lo cual se evitaba con el uso flexible de los vehículos, permitiendo tener valores de costos marginales dentro del rango de 0 a 300 [USD/MWh]. Para el caso de estudio del año 2050, este rango se ve disminuido a valores menores de 100 [USD/MWh] cuando se considera el perfil de carga estacionado. Esto explicaría porque con el perfil de carga y a mayor VEB flexibles, los costos totales de operación del sistema son menores. En cuanto a los indicadores de flexibilidad estudiados, los rangos de valores obtenidos para estos indicadores en los diferentes casos de estudio y días representativos se pueden sintetizar como sigue:

- Caso de estudio 2030, *Flexibility Index*: 5,96 % a 17,34 %
- Caso de estudio 2030, *Peak power reduction percentage*: 9,53 % a 23,97 %
- Caso de estudio 2050, 3.000.000 VEB *Flexibility Index*: 42,68 % a 78,36 %
- Caso de estudio 2050, 3.000.000 VEB *Peak power reduction percentage*: 11,11 % a 53,71 %
- Caso de estudio 2050, 5.000.000 VEB *Flexibility Index*: 91,18 % a 97,24 %
- Caso de estudio 2050, 5.000.000 VEB *Peak power reduction percentage*: 31,69 % a 67,23 %

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

En la presente memoria, se desarrolló un modelo de operación de VEB, el cual permite representar la operación de los VEB, tanto de forma flexible como inflexible. Se realizó en base a lo revisado en la literatura, con lo cual se logró definir las restricciones que permiten el modelamiento de los VEB flexibles, pudiendo así, integrar este modelo a un modelo de planificación de la operación de SEP. Se generaron escenarios de penetración de VEB basándose en proyecciones de diferentes fuentes. Se obtuvieron los datos de entrada necesarios para que el modelo funcione, como los perfiles de uso y perfiles de conexión de los VEB, en base a estudios y encuestas sobre los comportamientos de viajes diarios en Chile. También, se tuvo que definir la distribución geográfica de los VEB, basándose en la distribución de vehículos por región actuales, con el objetivo de lograr una simulación lo más ajustada a la realidad posible.

Con esto, se definieron diferentes casos de estudio, los cuales se basaron en escenarios de penetración de VEB realizados previamente. Estos escenarios se definieron sustentándose en varias proyecciones de penetración, realizadas por distintos agentes, con resultados congruentes. Finalmente, se realizó una selección de métricas de flexibilidad, con el objetivo de evaluar el impacto de diversos modos de operación de los VEB sobre el SEN. De esta forma, y utilizando el modelo planteado, se obtuvo resultados.

De los resultados obtenidos en el Capítulo 5, se puede concluir que el uso flexible de VEB aporta a disminuir generación de energía en base a gas y diésel, mientras que al mismo tiempo, aumenta la generación de energía con fuentes renovables, como la eólica, solar FV y Biomasa. Este aumento se produce en mayor medida para la energía solar FV, la cual tiene una especial compatibilidad con el uso de VEB flexibles que tienen un perfil de conexión estacionado, debido a que están conectados a la red en las horas de mayor disponibilidad del recurso solar, permitiendo aprovechar más este recurso.

Además, se demuestra que, a mayor cantidad de VEB flexibles y, a más horas de conexión de estos VEB a la red con V2G, es mayor la disminución de costos marginales y costos totales del sistema. De esta forma, se evidencian los beneficios de la existencia de cargadores públicos y en lugares de trabajo que permitan V2G, debido a que el perfil de carga estacionado, que asume la existencia de estos, tuvo mejor desempeño en todos los ámbitos frente al caso con perfil de carga domicilio. Esta mejora de desempeño es en gran medida al mayor apro-

vechamiento de las energías renovables que permite el perfil de carga estacionado, pudiendo disminuir los costos operación en hasta en 5 veces respecto del caso base, mientras que con el perfil de carga domicilio, solo se puede reducir 2 veces.

Por otro lado, los dos índices de flexibilidad escogidos para estudiar el impacto de la operación de los VEB en el SEN, indican que existe una mejora sustancial en la flexibilidad del sistema, pudiendo disminuir hasta un 67,23 % la potencia *peak* y hasta un 97,24 % los costos totales del sistema. Esto último se logra evitando los costos de penalización por desprendimiento de carga, por lo que queda en evidencia que la operación flexible de los VEB puede evitar el desprendimiento de carga.

Como trabajo futuro, se propone el estudio de escenarios extremos de penetración de vehículos eléctricos en el SEN, como también la búsqueda del punto de inflexión en que, al aumentar la cantidad de VEB flexibles, no genere una mejora para la flexibilidad del sistema. Así mismo, se propone cuantificar los efectos con el uso de otras métricas de flexibilidad no consideradas en este trabajo. Por otro lado, queda propuesto la consideración de costos de habilitación de la flexibilidad para los usuarios, así como también, la contabilización de los costos asociados a la degradación de las baterías. Por último, se propone estudiar los efectos de diversos tipos de vehículos eléctricos, no solo de uso privado, sino también los de uso público y comercial, como buses, taxis, camiones y maquinaria.

Bibliografía

- [1] Skea, J., Priyadarshi, S., Reisinger, A., y Hahmann, A., “Working group iii contribution to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change,” 2022, https://report.ipcc.ch/ar6wg3/pdf/IPCC_AR6_WGIII_SummaryForPolicymakers.pdf.
- [2] UN, “Acuerdo de París,” 2022, <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>.
- [3] Congreso, “Promulga el acuerdo de París, adoptado en la vigésimo primera reunión de la conferencia de las partes de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático,” 2017, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1103158>.
- [4] Barria, C., Eguiguren, B., Coronado, C., Varas, A., González, R., Obach, J., y Gutiérrez, L., “Transición energética de Chile política energética nacional,” 2022, https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf.
- [5] L., D. S., B., L. U., F., G. P., A., C. V., A., M. J. L., y P., A. P., “Estrategia nacional de electromovilidad,” 2022, https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/estrategia_nacional_de_electromovilidad_2021_0.pdf.
- [6] MinEnergía, “Plataforma electromovilidad, normativa y legislación,” 2022, <https://energia.gob.cl/electromovilidad/orientaciones-de-politicas-publicas>.
- [7] Habib, S., Khan, M. M., Abbas, F., Sang, L., Shahid, M. U., y Tang, H., “A comprehensive study of implemented international standards, technical challenges, impacts and prospects for electric vehicles,” IEEE Access, vol. 6, pp. 13866–13890, 2018, [doi:10.1109/ACCESS.2018.2812303](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2812303).
- [8] MMA, “Contribución determinada (ndc),” 2020, <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/contribucion-determinada-ndc/>.
- [9] MMA, “Contribución determinada a nivel nacional (ndc) de Chile,” 2020, https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2020/08/NDC_2020_Espanol_PDF_web.pdf.
- [10] GobiernoDeChile, “Estrategia climática de largo plazo de Chile,” 2022, <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/11/ECLP-LIVIANO.pdf>.
- [11] GobiernoDeChile, “Proyecto de ley marco de cambio climático para Chile,” 2022, https://www.senado.cl/appsenado/templates/tramitacion/index.php?boletin_ini=13191-12https://www.senado.cl/appsenado/index.php?mo=tramitacion&ac=getDocto&iddoc=30286&tipodoc=ofic.
- [12] Coordinador, “Proceso de planificación de la transmisión 2021,” 2021, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/01/Informe-Propuesta-de-ExpansiÅsn-2021.pdf>.
- [13] IEA, “Global EV Outlook 2022,” 2022, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad8fb04>

[c-4f75-42fc-973a-6e54c8a4449a/GlobalElectricVehicleOutlook2022.pdf](https://doi.org/10.1016/j.ersc.2022.100000).

- [14] Andwari, A. M., Pesiridis, A., Rajoo, S., Martinez-Botas, R., y Esfahanian, V., “A review of battery electric vehicle technology and readiness levels,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, pp. 414–430, 2017, [doi:10.1016/j.rser.2017.03.138](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.138).
- [15] Kempton, W. y Tomić, J., “Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue,” *Journal of Power Sources*, vol. 144, pp. 268–279, 2005, [doi:10.1016/j.jpowsour.2004.12.025](https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.025).
- [16] Ramirez, P. J., Papadaskalopoulos, D., y Strbac, G., “Co-optimization of generation expansion planning and electric vehicles flexibility,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, pp. 1609–1619, 2016, [doi:10.1109/TSG.2015.2506003](https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2506003).
- [17] Lebrouhi, B., Khattari, Y., Lamrani, B., Maaroufi, M., Zeraouli, Y., y Kousksou, T., “Key challenges for a large-scale development of battery electric vehicles: A comprehensive review,” *Journal of Energy Storage*, vol. 44, p. 103273, 2021, [doi:10.1016/j.est.2021.103273](https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103273).
- [18] Ehsani, M., Falahi, M., y Lotfifard, S., “Vehicle to grid services: Potential and applications,” *Energies*, vol. 5, pp. 4076–4090, 2012, [doi:10.3390/en5104076](https://doi.org/10.3390/en5104076).
- [19] Sarabi, S., Davigny, A., Courtecuisse, V., Riffonneau, Y., y Robyns, B., “Potential of vehicle-to-grid ancillary services considering the uncertainties in plug-in electric vehicle availability and service/localization limitations in distribution grids,” *Applied Energy*, vol. 171, pp. 523–540, 2016, [doi:10.1016/j.apenergy.2016.03.064](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.064).
- [20] Huda, M., Koji, T., y Aziz, M., “Techno economic analysis of vehicle to grid (v2g) integration as distributed energy resources in indonesia power system,” *Energies*, vol. 13, p. 1162, 2020, [doi:10.3390/en13051162](https://doi.org/10.3390/en13051162).
- [21] Brinkel, N., Schram, W., AlSkaif, T., Lampropoulos, I., y van Sark, W., “Should we reinforce the grid? cost and emission optimization of electric vehicle charging under different transformer limits,” *Applied Energy*, vol. 276, p. 115285, 2020, [doi:10.1016/j.apenergy.2020.115285](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115285).
- [22] Bibak, B. y Tekiner-Mogulkoc, H., “Influences of vehicle to grid (v2g) on power grid: An analysis by considering associated stochastic parameters explicitly,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 26, p. 100429, 2021, [doi:10.1016/j.segan.2020.100429](https://doi.org/10.1016/j.segan.2020.100429).
- [23] Palmintier, B., “Incorporating operational flexibility into electric generation planning impacts and methods for system design and policy analysis,” 2013.
- [24] Mazer, A., *Electric Power Planning for Regulated and Deregulated Markets*. John Wiley Sons, Inc., 1a ed., 2007, [doi:10.1002/9780470130575](https://doi.org/10.1002/9780470130575).
- [25] Expósito, A. G., *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. Universidad de Sevilla, 2010, http://departamento.us.es/ielectrica/wp-content/uploads/2021/08/Analisis-y-operacion-de-SEE_2010.pdf.
- [26] Wood, A., Wollenberg, B., y Sheblé, G., *Power Generation, Operation and Control*. Jhon Wiley Sons, 3rd ed., 2014.
- [27] Ch., W. B. y B., R. P., *Atrapando el sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia*. Centro de Energía, 1a ed., 2018, https://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro_download.pdf.
- [28] Farhat, I. y El-Hawary, M., “Optimization methods applied for solving the short-term hy-

- drothermal coordination problem,” *Electric Power Systems Research*, vol. 79, pp. 1308–1320, 2009, [doi:10.1016/j.epsr.2009.04.001](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2009.04.001).
- [29] Manríquez, F., Sauma, E., Aguado, J., de la Torre, S., y Contreras, J., “The impact of electric vehicle charging schemes in power system expansion planning,” *Applied Energy*, vol. 262, p. 114527, 2020, [doi:10.1016/j.apenergy.2020.114527](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114527).
- [30] Li, Y., Han, M., Yang, Z., y Li, G., “Coordinating flexible demand response and renewable uncertainties for scheduling of community integrated energy systems with an electric vehicle charging station: A bi-level approach,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, pp. 2321–2331, 2021, [doi:10.1109/TSTE.2021.3090463](https://doi.org/10.1109/TSTE.2021.3090463).
- [31] Papadaskalopoulos, D., Strbac, G., Mancarella, P., Aunedi, M., y Stanojevic, V., “Decentralized participation of flexible demand in electricity markets—part ii: Application with electric vehicles and heat pump systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, pp. 3667–3674, 2013, [doi:10.1109/TPWRS.2013.2245687](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2245687).
- [32] Abedinia, O., Lu, M., y Bagheri, M., “An improved multicriteria optimization method for solving the electric vehicles planning issue in smart grids via green energy sources,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 3465–3481, 2020, [doi:10.1109/ACCESS.2019.2960557](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2960557).
- [33] Shen, J., Wang, L., y Zhang, J., “Integrated scheduling strategy for private electric vehicles and electric taxis,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 17, pp. 1637–1647, 2021, [doi:10.1109/TII.2020.2993239](https://doi.org/10.1109/TII.2020.2993239).
- [34] Connor, W. D., Wang, Y., Malikopoulos, A. A., Advani, S. G., y Prasad, A. K., “Impact of connectivity on energy consumption and battery life for electric vehicles,” *IEEE Transactions on Intelligent Vehicles*, vol. 6, pp. 14–23, 2021, [doi:10.1109/TIV.2020.3032642](https://doi.org/10.1109/TIV.2020.3032642).
- [35] Long, T. y Jia, Q.-S., “Matching uncertain renewable supply with electric vehicle charging demand—a bi-level event-based optimization method,” *Complex System Modeling and Simulation*, vol. 1, pp. 33–44, 2021, [doi:10.23919/CSMS.2021.0001](https://doi.org/10.23919/CSMS.2021.0001).
- [36] Zhang, X., Hu, J., Wang, H., Wang, G., Chan, K. W., y Qiu, J., “Electric vehicle participated electricity market model considering flexible ramping product provisions,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, pp. 5868–5879, 2020, [doi:10.1109/TIA.2020.2995560](https://doi.org/10.1109/TIA.2020.2995560).
- [37] Zhang, L., Good, N., y Mancarella, P., “Building-to-grid flexibility: Modelling and assessment metrics for residential demand response from heat pump aggregations,” *Applied Energy*, vol. 233–234, pp. 709–723, 2019, [doi:10.1016/j.apenergy.2018.10.058](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.058).
- [38] Li, H., Wang, Z., Hong, T., y Piette, M. A., “Energy flexibility of residential buildings: A systematic review of characterization and quantification methods and applications,” *Advances in Applied Energy*, vol. 3, p. 100054, 2021, [doi:10.1016/j.adapen.2021.100054](https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100054).
- [39] Reynders, G., Diriken, J., y Saelens, D., “Generic characterization method for energy flexibility: Applied to structural thermal storage in residential buildings,” *Applied Energy*, vol. 198, pp. 192–202, 2017, [doi:10.1016/j.apenergy.2017.04.061](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.04.061).
- [40] Finck, C., Li, R., Kramer, R., y Zeiler, W., “Quantifying demand flexibility of power-to-heat and thermal energy storage in the control of building heating systems,” *Applied Energy*, vol. 209, pp. 409–425, 2018, [doi:10.1016/j.apenergy.2017.11.036](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.11.036).
- [41] Vykhodtsev, A. V., Jang, D., Wang, Q., Rosehart, W., y Zareipour, H., “A review of mo-

- delling approaches to characterize lithium-ion battery energy storage systems in techno-economic analyses of power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 166, p. 112584, 2022, doi:10.1016/j.rser.2022.112584.
- [42] DIE-USACH, “Proyección preliminar de infraestructura de recarga para vehículos eléctricos al 2050,” 2021.
- [43] electromov.cl, “¿cinco millones de vehículos eléctricos en Chile? las proyecciones de ingeniería en electromovilidad,” 2019, <https://www.electromov.cl/2019/09/06/cinco-millones-de-vehiculos-electricos-en-chile-las-proyecciones-de-ingenieria-en-electromovilidad/>.
- [44] RevistaElectricidad, “Electromovilidad: Avec proyecta 14.000 vehículos eléctricos circulando en Chile a 2030,” 2021, <https://www.revistaei.cl/2021/03/02/electromovilidad-a-vec-proyecta-14-000-vehiculos-electricos-circulando-en-chile-a-2030/#>.
- [45] Chile, E., “Estudio de movilidad eléctrica en Chile,” 2018, https://drive.google.com/file/d/1B3IA8ZPS_tUwd8LemLkojPSyg3vGDOPx/view.
- [46] Langbroek, J. H., Franklin, J. P., y Susilo, Y. O., “When do you charge your electric vehicle? a stated adaptation approach,” *Energy Policy*, vol. 108, pp. 565–573, 2017, doi:10.1016/j.enpol.2017.06.023.
- [47] MinEnergía, “Plataforma de electromovilidad: Catálogo,” 2022, <https://energia.gob.cl/electromovilidad/catalogo>.
- [48] SECTRA, “Encuesta origen destino de viajes Santiago 2012,” 2012.
- [49] Rojas, M., “Elaboración de perfiles de demanda a nivel distribución para efectos de consideración en planificación energética de largo plazo,” 2019.
- [50] Papadaskalopoulos, D., Strbac, G., Mancarella, P., Aunedi, M., y Stanojevic, V., “Decentralized participation of flexible demand in electricity markets—part ii: Application with electric vehicles and heat pump systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, pp. 3667–3674, 2013, doi:10.1109/TPWRS.2013.2245687.
- [51] MinEnergía, “Cargadores eléctricos: Conceptos generales,” 2022, <https://energia.gob.cl/electromovilidad/sistemas-de-carga/cargadores-electricos>.
- [52] MinEnergía, “Planificación energética de largo plazo (PELP) periodo 2018-2022,” 2018, <https://energia.gob.cl/pelp/repositorio>.
- [53] INE, “Tabulado permisos de vehículos en circulación 2021,” 2021, <https://www.ine.gob.cl/estadisticas/economia/transporte-y-comunicaciones/permiso-de-circulacion>.
- [54] CEN, “Costos marginales cen,” 2022, <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/>.

Anexos

Anexo A. Catálogo EV Plataforma Electromovilidad

Las Tablas A.1 y A.2 presentan el catálogo de EV de la Plataforma de Electromovilidad, transcrito a una tabla, indicando las características técnicas de los EV de tipo de uso privado.

Tabla A.1: Parte I de lista de VEBs, elaborada con el Catálogo de EV, Plataforma de Electromovilidad.

Modelo	Marca	Tipo	Capacidad de batería [kWh]	Rendimiento [km/kWh]	Autonomía [km]
RS e-tron GT	Audi	Sedán	83,7	5,2	435,24
e5	BYD	Sedán	60,5	5,4	326,7
S50EV	DFLM	Sedán	56,9	5,1	290,19
S50EVE	DFLM	Sedán	56,9	5,1	290,19
Taycan	Porsche	Sedán	83	1,9	157,7
Taycan 4S	Porsche	Sedán	83	3,7	307,1
Taycan GTS	Porsche	Sedán	83,7	3,9	326,43
Taycan Turbo	Porsche	Sedán	83	3,8	315,4
Taycan Turbo S	Porsche	Sedán	83	3,7	307,1
e-tron	Audi	Station Wagon	83,6	4,4	367,84
iX3 M	BMW	Station Wagon	80	4,9	392
M3	BYD	Station Wagon	50,3	4,6	231,38
Tang EV	BYD	Station Wagon	82,8	5,6	463,68
Tang EV STE	BYD	Station Wagon	82,8	5,6	463,68
TANG EV	BYD	Station Wagon	86,4	4,2	362,88
Yuan Plus	BYD	Station Wagon	49,9	5,8	289,42
Seres E3	DFSK	Station Wagon	53	4,4	233,2
DS3 Crossback	DS	Station Wagon	50	5,7	285
Kona OS EV	Hyundai	Station Wagon	39,2	6,1	239,12
I-PACE EV400 HSE	Jaguar	Station Wagon	90	4,3	387
EV6 EV GT-LINE	KIA	Station Wagon	77,4	5,9	456,66
Maple 30x	Maple	Station Wagon	37,2	6,3	234,36
EG50 AT	Maxus	Station Wagon	52,5	4,1	215,25
Euniq 5	Maxus	Station Wagon	70	3,9	273

Tabla A.2: Parte II de lista de VEBs, elaborada con el Catálogo de EV, Plataforma de Electromovilidad.

Modelo	Marca	Tipo	Capacidad de batería [kWh]	Rendimiento [km/kWh]	Autonomía [km]
<i>Euniq 6</i>	<i>Maxus</i>	<i>Station Wagon</i>	70	4,1	287
ZS EV	MG	Station Wagon	44,5	3,6	160,2
e-2008	Peugeot	Station Wagon	50	5,4	270
Tepee	Peugeot	Station Wagon	22,5	6,3	141,75
Taycan 4 Cross Turismo	Porsche	Station Wagon	83,7	3,8	318,06
Kangoo ZE	Renault	Station Wagon	27	6,5	175,5
XC40 P8	Volvo	Station Wagon	32	4,4	140,8
i3 120Ah	BMW	Hatchback	42,3	7,3	308,79
I3 94Ah	BMW	Hatchback	32,9	7,6	250,04
I3s 120Ah	BMW	Hatchback	42,3	7,3	308,79
D1	BYD	Hatchback	53,6	7	375,2
Dolphin	BYD	Hatchback	44,9	6,7	300,83
Bolt EV	Chevrolet	Hatchback	60	6	360
Ioniq AE	Hyundai	Hatchback	28	8,8	246,4
Ioniq AE PE	Hyundai	Hatchback	38,8	5,3	205,64
e-S2 TA	Jac	Hatchback	40	5,3	212
Soul Eléctrico SK3 EV	KIA	Hatchback	64	5,4	345,6
Cooper SE	Mini	Hatchback	93,2	5,4	503,28
LEAF ZE1 AT	Nissan	Hatchback	40	5,3	212
Zoe Neo	Renault	Hatchback	52	6,2	322,4
C40 P8 Recharge	Volvo	Hatchback	78	4,5	351
Vigus EV	JMC	Camioneta	60,2	3,5	210,7
Voltera Rich 6	ZNA	Camioneta	67	4,1	274,7

Anexo B. Resultados

B.1. Caso estudio 2030

En el presente anexo, se muestran resultados para las condiciones de operación que no fueron mostradas en el Capítulo 5, debido a que muestran efectos similares en menor magnitud, especialmente los resultados de los casos con 50 % de VEB flexibles.

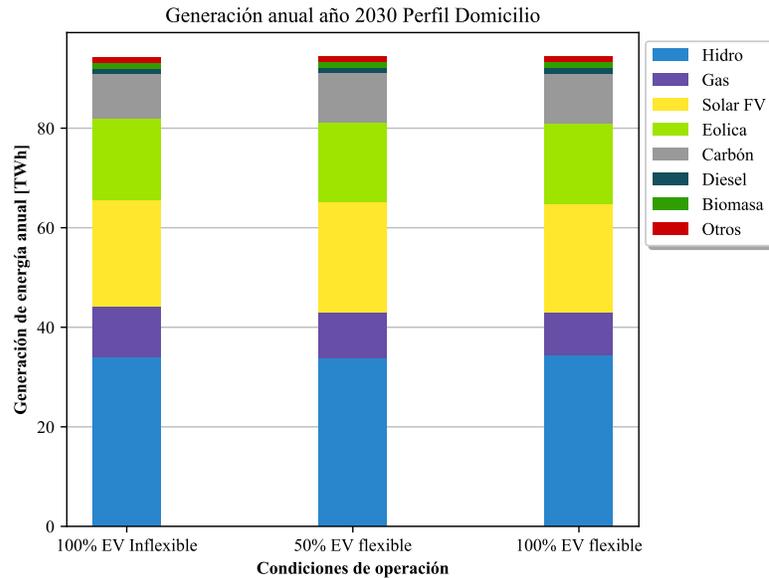


Figura B.1: Generación de energía anual 2030 para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Domicilio.

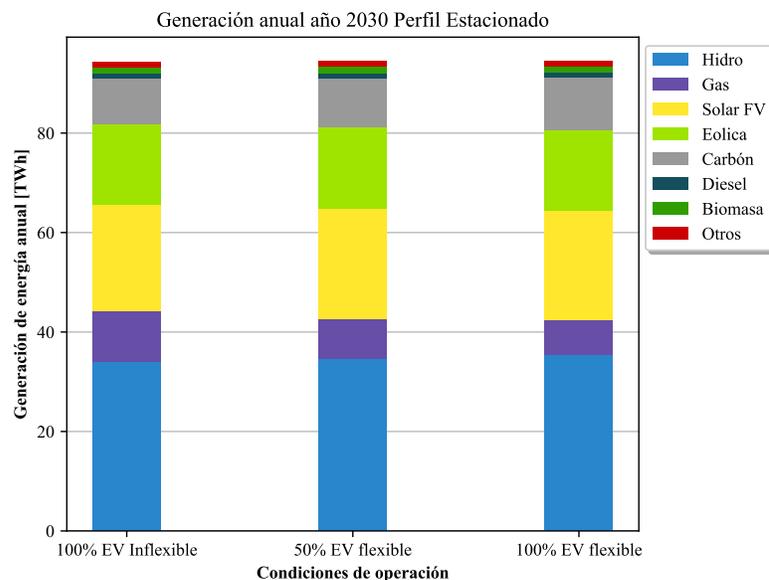


Figura B.2: Generación de energía anual 2030 para diferentes porcentajes de VEB flexibles, con uso de perfil de carga Estacionado.

Generación horaria 2030 50% VEBs flexibles Perfil Domicilio

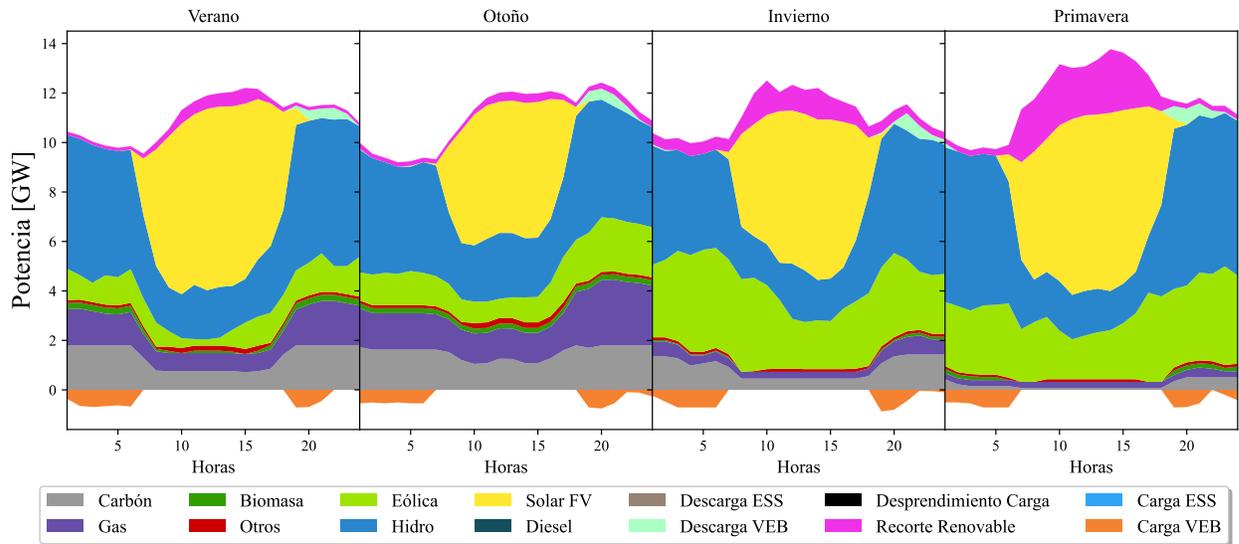


Figura B.3: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2030, por tipo de tecnología, para caso 50 % flexible con perfil de carga domicilio.

Generación horaria 2030 50% VEBs flexibles Perfil Estacionado

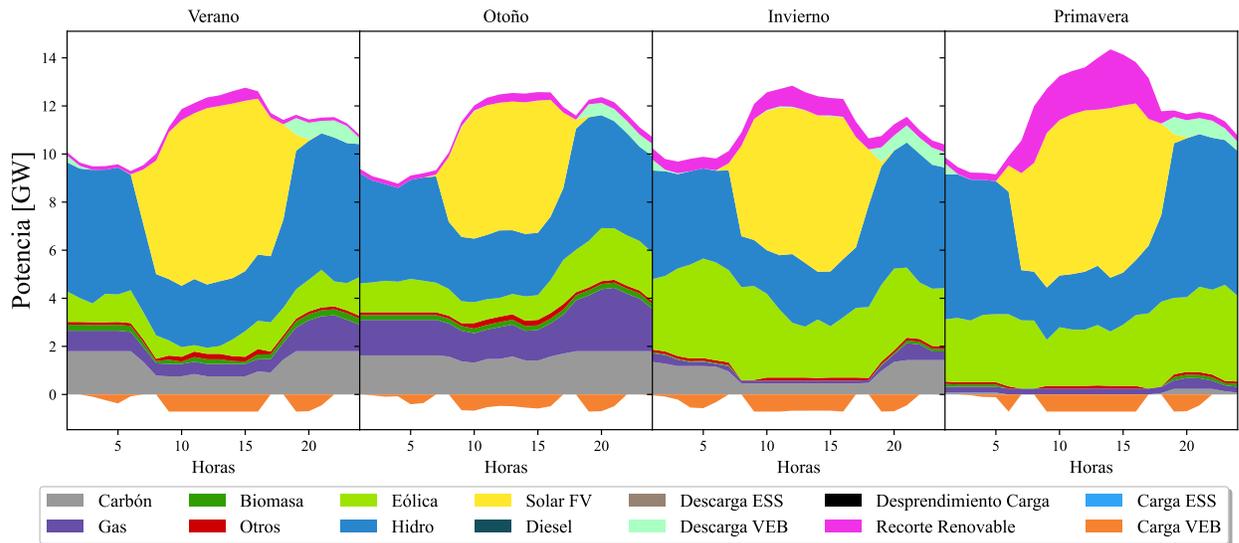


Figura B.4: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2030, por tipo de tecnología, para caso 50 % flexible con perfil de carga estacionado.

B.2. Caso de estudio 2050

B.2.1. Escenario de penetración conservador

En el presente anexo, se muestran los resultados de los casos con 50% de VEB flexibles, con 3 millones de VEB en el sistema.

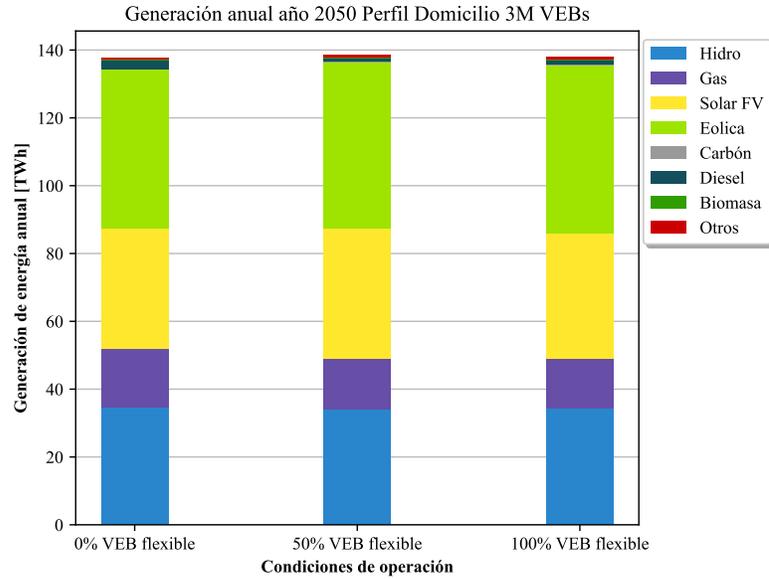


Figura B.6: Generación de energía anual 2050 para diferentes porcentajes de VEB flexibles, para perfil de carga Domicilio y 3 millones de VEBs.

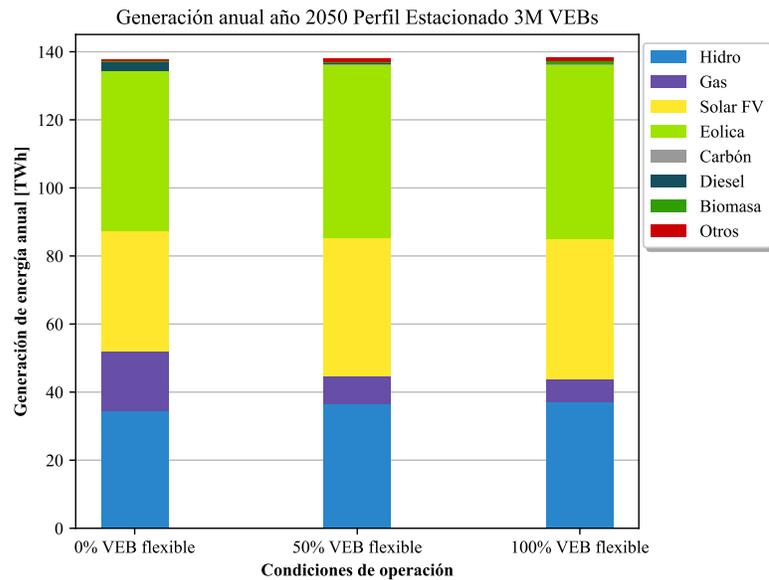


Figura B.7: Generación de energía anual 2050 para diferentes porcentajes de VEB flexibles, con uso de perfil de carga Estacionado y 3 millones de VEBs.

Generación horaria 2050 50% VEBs flexibles 3M VEBs Perfil Domicilio

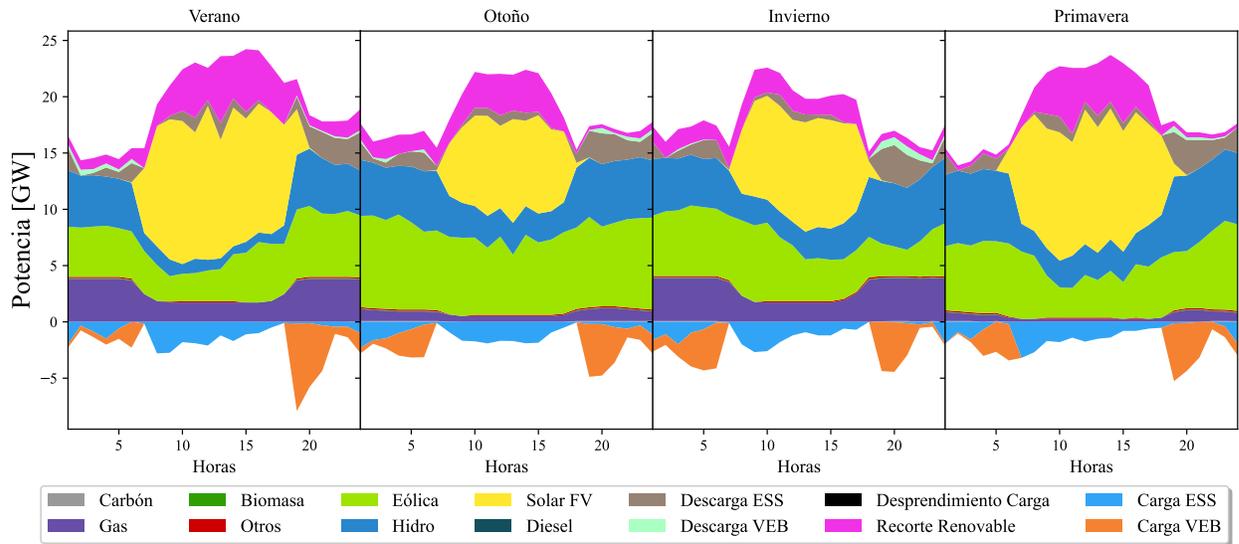


Figura B.8: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 50% flexible con perfil de carga domicilio, con 3 millones de VEB.

Generación horaria 2050 50% VEBs flexibles 3M VEBs Perfil Estacionado

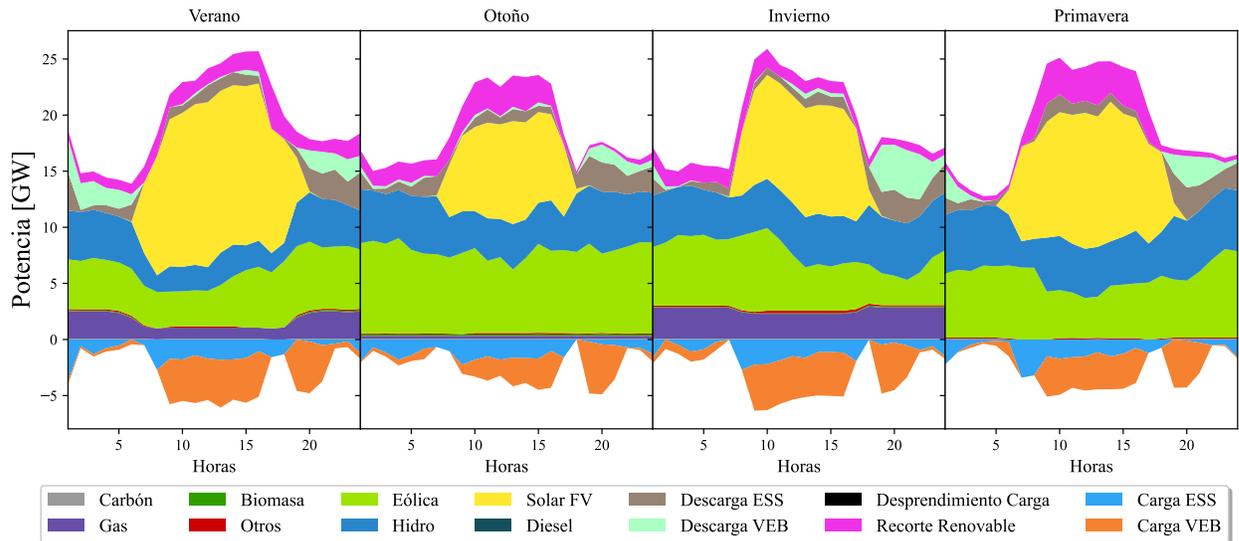


Figura B.9: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 50% flexible con perfil de carga estacionado, con 3 millones de VEB.

Costos Marginales 2050 0% flexible vs 50% flexible 3M VEBs

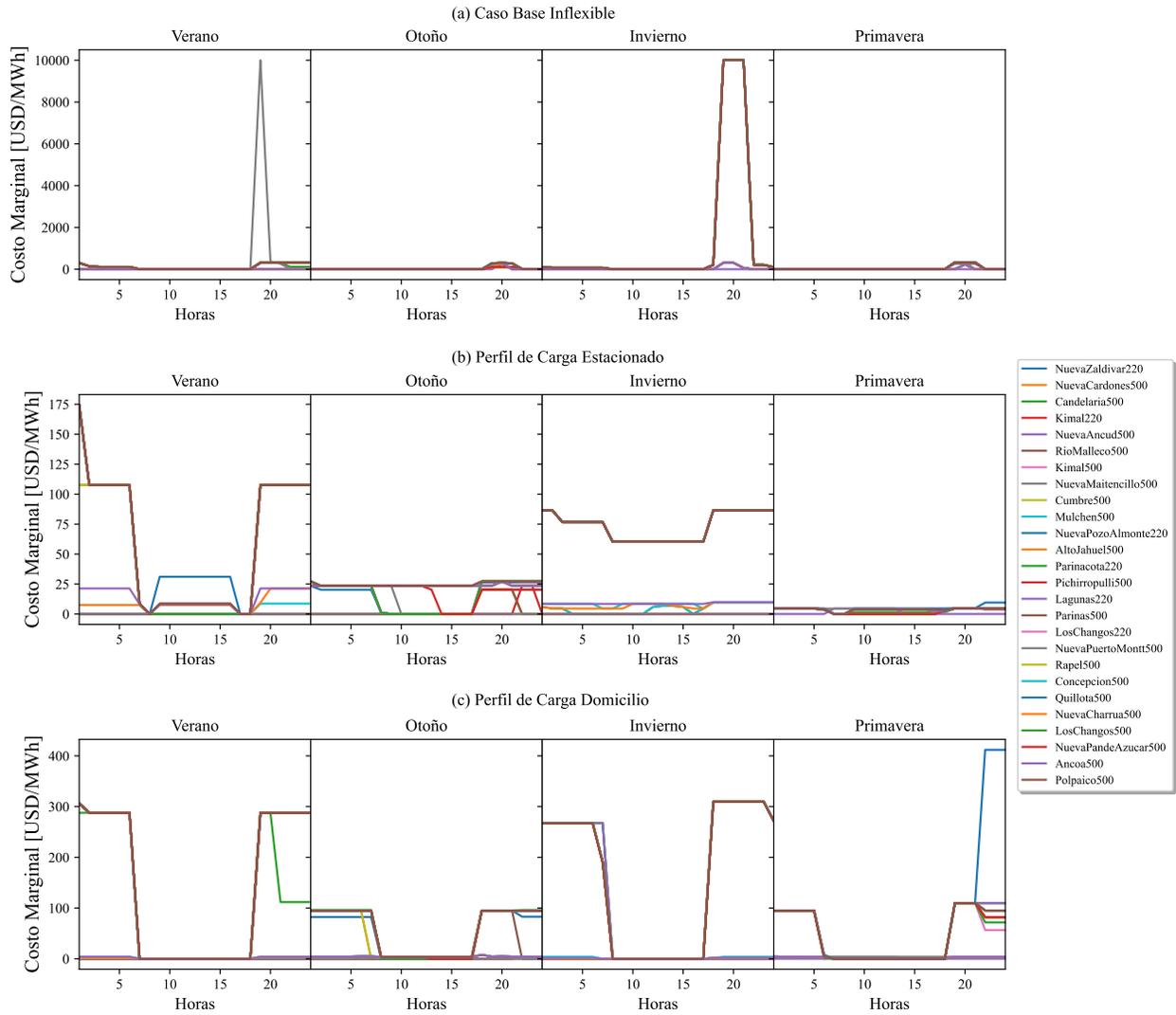


Figura B.10: Costos marginales del sistema para el caso base inflexible, caso con perfil de carga estacionado y caso con perfil de carga domicilio, para 50% de VEB flexibles, año 2050 y con 3 millones de VEB.

B.3. Escenario de penetración moderado

En el presente anexo, se muestran los resultados de los casos con 50 % de VEB flexibles, con 5 millones de VEB en el sistema.

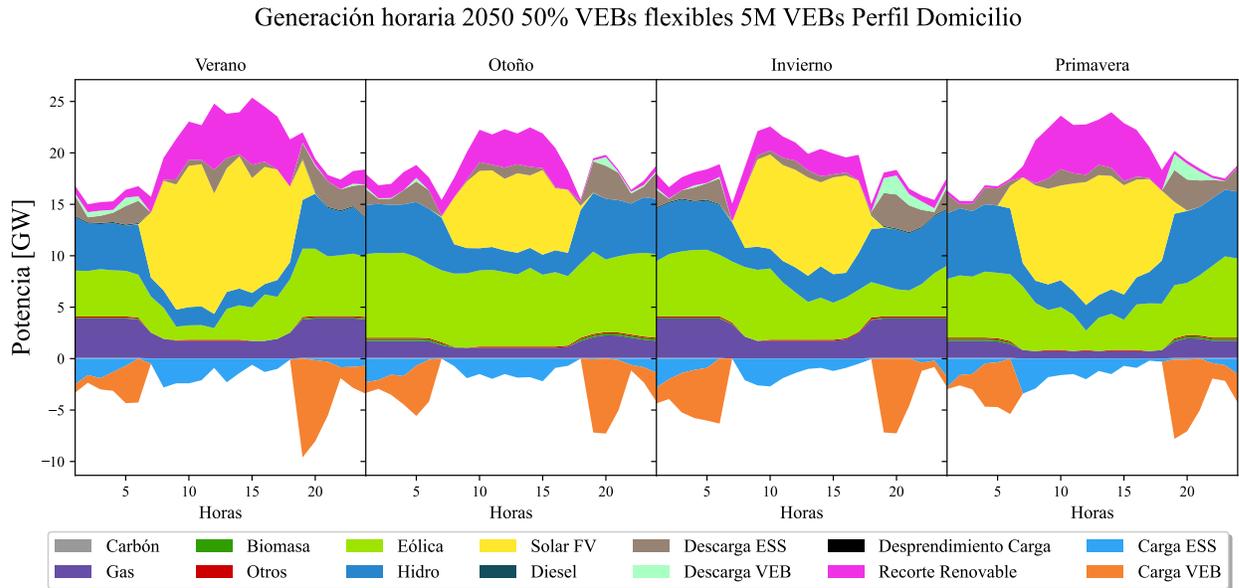


Figura B.11: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 50 % flexible con perfil de carga domicilio, con 5 millones de VEB.

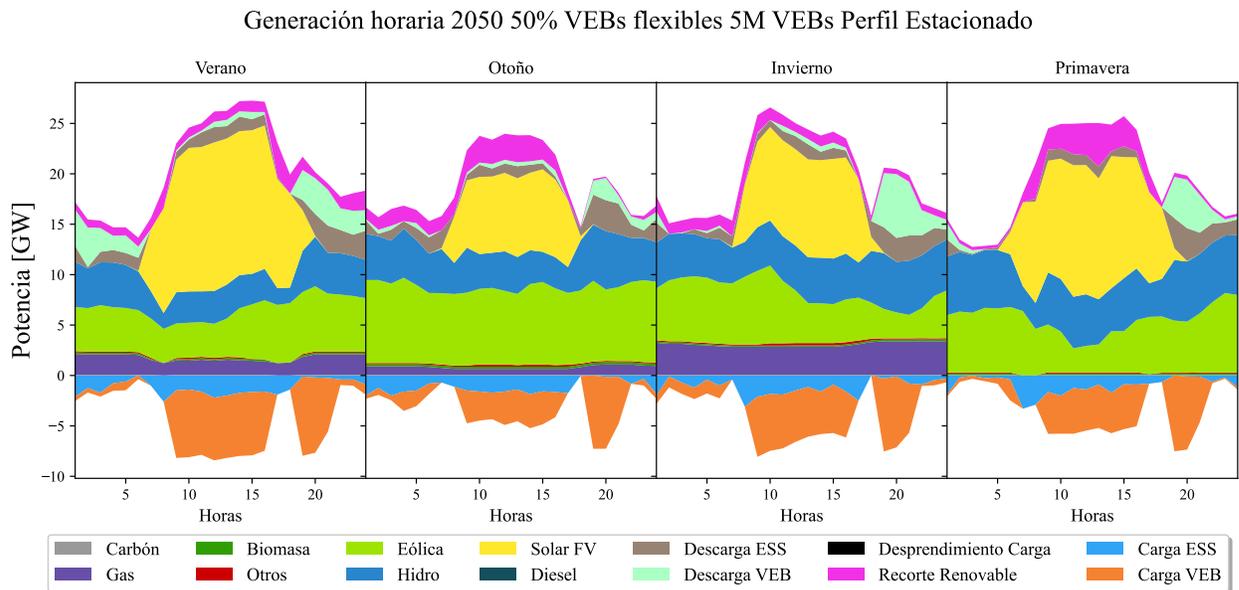


Figura B.12: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2050, por tipo de tecnología, para caso 50 % flexible con perfil de carga estacionado, con 5 millones de VEB.

Costos Marginales 2050 0% flexible vs 50% flexible 5M VEBs

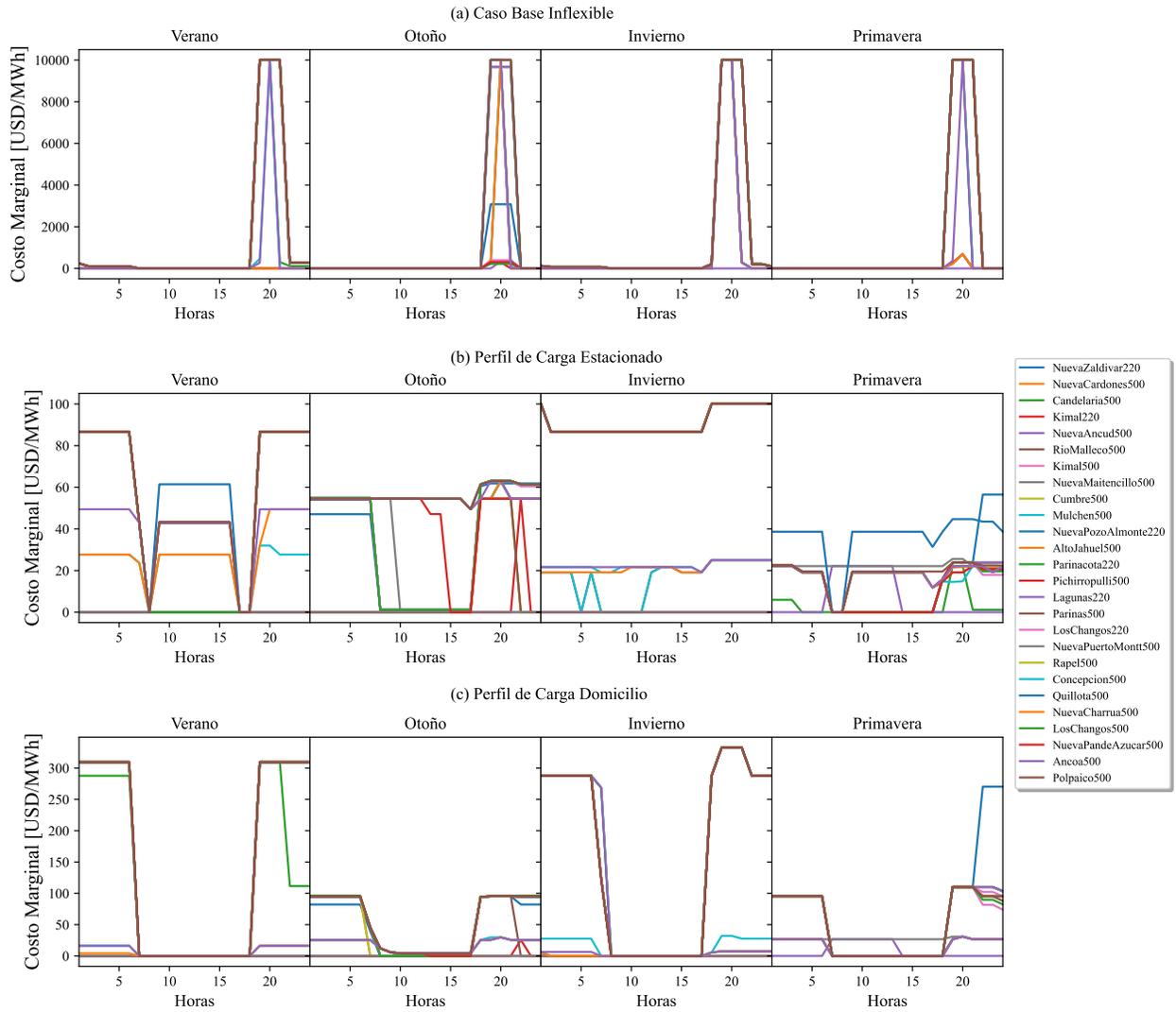


Figura B.13: Costos marginales del sistema para el caso base inflexible, caso con perfil de carga estacionado y caso con perfil de carga domicilio, para 50% de VEB flexibles, año 2050 y con 5 millones de VEB.