

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Vehículos eléctricos y
el impacto en el sistema
de potencia.

Explotación de los
campos shale gas
en México.

Escenarios energéticos
para la extracción de
petróleo en la amazonía
ecuatoriana.

Comparación del algoritmo
de retroceso en sistemas
fotovoltaicos en Honduras.

China's footprint in Brazil's
electricity sector.

Las implicancias jurídicas de
la naturaleza jurídica de la
energía eléctrica en la
legislación peruana.

Diseño de una estación de
carga solar para vehículos
eléctricos en centros
comerciales.

Estimación del efecto escala
de la generación eólica en la
Argentina.

Potencialidad para la
implementación de
comunidades energéticas
sustentables en la provincia
de Córdoba, Argentina.

COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco
*Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador.*

Pablo Garcés
*Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador.*

Marcelo Vega
*Asociación de Universidades Grupo Montevideo
(AUGM). Uruguay.*

COMITÉ AD-HONOREM

Andrés Romero C.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Leonardo Beltrán.
Institute of the Americas. México.

Manlio Coviello.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Mauricio Medinaceli.
Investigador independiente. Bolivia.

Ubiratan Francisco Castellano.
Investigador independiente. Brasil.

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS
Pablo Garcés
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN
Blanca Guanocunga.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

REVISORES

José Alonso Mateos.
Universidad Internacional de Valencia. España.

Rodrigo Alonso Suárez.
*Universidad de la República (UDELAR).
Facultad de Ingeniería. Uruguay.*

Ernesto Beltrán Nishizaki.
Investigador independiente. México.

Italo Bove Vanzulli.
*Universidad de la República (UDELAR).
Uruguay.*

Tommaso Brazzini.
*Universidad Politécnica de Valencia.
España.*

Alfredo José Caguao Yagua.
*Universidad Nacional Experimental
Francisco Miranda (UNEFM). Venezuela.*

Christian Hernán Campoverde.
*Universidad Nacional de Loja.
Ecuador.*

Manuel Enrique Chacón Morales.
Empresa Propietaria de la Red S.A. Costa Rica.

Luciana Vanesa Clementi.
*Consejo Nacional de Investigaciones Científicas
(CONICET). Argentina.*

Samuel Cubero Vargas.
*Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE).
Costa Rica.*

Henry Espada Romero.
Universidad Pública de El Alto. Bolivia.

Lázaro Flores Díaz.
*Secretaría de Energía. Comisión Nacional para el Uso
Eficiente de la Energía (CONUEE). México.*

COLABORADORES

Natalia Gaspar Pérez.
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. México.

Luis Felipe Gómez Fernández.
Ministerio de Energía y Minas. Perú.

Ana Lía Guerrero.
Universidad Nacional del Sur. Argentina.

Ángel Eugenio Infante Haynes.
Universidad de Holguín. Cuba.

Fernando Jaramillo García.
*Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.
Ecuador.*

María Cecilia Montero.
*Universidad Tecnológica Nacional (UTN FRBB).
Argentina.*

Angie Ortega Ramírez.
*Universidad de América. Facultad de Ingenierías.
Colombia.*

Eduardo Ortigoza Moreno.
*Universidad Nacional de Asunción. Facultad Politécnica.
Paraguay.*

Marco Otoya Chavarria.
Universidad Nacional de Costa Rica.

Marcela Reinoso.
*Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
Ecuador.*

Vinicius Silva.
*Universidad de Sao Paulo. Grupo de Energía (GEPEA).
Brasil.*

Felipe Ulloa Orellana.
Universidad de California. Estados Unidos.

Sergio Zanolli.
Investigador independiente. Perú.

Raquel Atiaja.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE) 2021.

ISSN: 2602-8042 (Impresa)
ISSN: 2631-2522 (Electrónica)

Dirección: Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y
Fernández Salvador.
Quito - Ecuador

Página web Revista ENERLAC: <http://enerlac.olade.org>
Página web OLADE: www.olade.org
Mail ENERLAC: enerlac@olade.org

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995

Fotografías de la portada Jose M. Alarcon y NASA en Unsplash.
Diseño de la portada y contraportada Ana María Arroyo.

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones mencionadas.

El diseño y diagramación de este documento se desarrolló con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en el marco del "Programa para el Fortalecimiento de la Gestión y Difusión de Información Energética para el Desarrollo Sostenible en América Latina y el Caribe - Cooperación Técnica RG - T2873". El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), no tiene ninguna responsabilidad sobre el contenido del documento.



VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y EL IMPACTO EN EL SISTEMA DE POTENCIA: ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN Y EMISIONES

ELECTRIC VEHICLES AND THE IMPACTS ON THE POWER SYSTEM: OPERATION AND EMISSION ANALYSIS

Alejandro Andrés Navarro Espinosa ¹, Miguel Ángel Díaz Verriera ², José Manuel Yañez Castro ³

Recibido: 16/04/2021 y Aceptado: 31/05/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 2. Diciembre, 2021 (14 - 39)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Ernest Ojeh en Unsplash.

1 Universidad de Chile.

anavarro@centroenergia.cl

<https://orcid.org/0000-0003-4462-9778>

2 Transelec. Chile.

miguel.diaz@ug.uchile.cl

<https://orcid.org/0000-0003-4532-700X>

3 Systep Ingeniería y Diseños. Chile.

jyanez@systep.cl

<https://orcid.org/0000-0002-9424-3438>

RESUMEN

Enfrentamos el desafío de combatir la crisis climática y una de las alternativas para lograrlo es la incorporación de vehículos eléctricos, siendo importante entender cuáles serán sus efectos en la operación del sistema eléctrico, permitiendo que los hacedores de políticas públicas puedan anticiparse a problemas y facilitar su adopción. Esta investigación analiza los efectos en la operación horaria del Sistema Eléctrico Chileno producto de la adopción de vehículos eléctricos, estudiando sus efectos en la demanda máxima, en la operación del resto del parque, en los costos de operación y en la reducción de emisiones, realizando dos casos de estudios: adopción con y sin gestión de carga. Los resultados indican que la carga gestionada permite aprovechar de mejor manera el recurso solar, brindando flexibilidad al sistema para seguir la rampa solar y que, por tanto, debería ser incentivada (con estaciones de carga en los lugares de trabajo y estudio). También se determina que la electrificación del transporte no siempre produce reducción de emisiones, esto por el potencial aumento de emisiones al producir la energía necesaria para cargarlos y que, por tanto, resulta crucial avanzar en descarbonizar la matriz energética si se quiere pensar de verdad en la electrificación del transporte.

Palabras clave: Vehículos Eléctricos, Sistema Eléctrico, Sistema de Transporte, Unit-Commitment, Emisiones, Flexibilidad, Chile.

ABSTRACT

We are facing the challenge of fighting back the climate crisis and one of the alternatives to achieve it is the adoption of electric vehicles, EV, and therefore, it is important to understand their impacts on the power system operation, and thus, the policy makers can anticipate problems and facilitate the EV adoption. This research studies the impacts on the hourly operation of the Chilean Power System due to the EV adoption, analyzing the effects on the peak demand, the fleet operation, the operational costs and the emission reduction, by doing two case studies: adoption with and without control. The main results show that controlling the charging process facilitates a better use of the available PV power, providing flexibility by following the solar ramp-up, and therefore, this charging process should be incentivized (through the installation of charging stations at workplace). Furthermore, it was possible to determine that the transport electrification is not always helping to the emissions reduction because of the additional generation to supply the EV requirements that can lead to an increase of emissions. Therefore, it is paramount to move forward with a decarbonization of the energy mix if we want to truly think about the transport electrification.

Keywords: Electric Vehicles, Power System, Transport System, Unit-Commitment, Emissions, Flexibility, Chile.

INTRODUCCIÓN

Hoy, existe certeza de que las emisiones de gases de efecto invernadero provocadas por la sociedad tienen un impacto real en el clima del planeta (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014), lo que se ve reflejado en un aumento progresivo de su temperatura. De no tomar medidas urgentes, el Panel Intergubernamental por el Cambio Climático señala que es probable llegar a un aumento de 4°C al final de este siglo, lo que significaría la extinción de especies, inseguridad alimentaria, restricciones a actividades humanas y pocas posibilidades de adaptación a las nuevas condiciones climáticas (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014). Lo anterior puede ser evitado si se toman las medidas a tiempo que limiten el alza de temperaturas en un máximo de 2°C por sobre los niveles existentes antes de la era industrial. Por esta razón, la comunidad internacional se comprometió en el Acuerdo de París a tomar las medidas y acciones que permitan limitar el incremento a menos de 2°C, haciendo el esfuerzo para alcanzar un alza de sólo 1.5°C por sobre los niveles preindustriales (United Nations, 2016).

Para lograr las metas planteadas en el Acuerdo de París, se requiere reducir el actual nivel de emisiones en al menos un 50% al año 2030 y alcanzar el balance de emisiones al año 2050 (TSVCM, 2020). Una de las alternativas que se estudia para enfrentar este desafío es la electrificación del transporte, en el entendido que si se avanza en la descarbonización de la matriz energética se estará en condiciones de abastecer a los vehículos eléctricos (VE) con electricidad proveniente mayoritariamente desde energías limpias. En efecto, la Agencia Internacional de Energía espera que al 2030 se tengan entre 75 millones de VE con las políticas de incentivos actuales y que estos crezcan a 140 millones de VE en el mundo si efectivamente se espera cumplir con las metas ambientales impuestas (IEA, 2020).

En este futuro cercano, en que se espera una adopción masiva de vehículos eléctricos, es fundamental que el sistema eléctrico esté preparado. Con este objetivo, este trabajo analiza los impactos en la operación del sistema eléctrico y sus correspondientes emisiones producto de la adopción de vehículos eléctricos residenciales, esto es, de aquellos usados por los ciudadanos en sus hogares.

Cuando se habla de vehículos eléctricos existen dos caminos posibles para su inserción en el sistema. En primer lugar, se encuentra una demanda vehicular pasiva, esto es que los VE consumen energía del sistema en la medida que son conectados a la red, lo que depende fuertemente del comportamiento de cada usuario. La otra posibilidad es que la conexión de los VE se realice de manera gestionada (Lam et al., 2012; Chen and Tong, 2012), esto significa que debe existir un agente o agentes que, recibiendo las señales de precio adecuadas, ordene la carga de los vehículos eléctricos de manera que sea beneficioso para el sistema en su totalidad. Se espera que esta situación sea posible ya que los vehículos particulares permanecen la mayor parte del tiempo estacionados, de hecho, se tiene que son usados en promedio el 4% del tiempo, estando disponibles para gestión el otro 96% (Kempton and Tomić, 2005).

Los VE pueden ser una alternativa para reducir las emisiones de CO₂, ya que las disminuyen directamente en el sector transporte, sin embargo, las emisiones podrían eventualmente aumentar en el sector de generación debido al aumento de la carga para abastecerlos, por lo tanto, la electrificación del transporte será una política efectiva dependiendo de la conformación de la matriz energética de cada sistema eléctrico (Yang et al., 2017). Este tipo de impactos también se analizan en (Van Vliet et al., 2011) frente a una carga descontrolada y una carga gestionable. Los impactos en sistema eléctrico australiano se analizan en (Mullan et al., 2011) y en los Estados Unidos en (Weiller, 2011).

En este trabajo se analiza los impactos de una adopción masiva de VE en el Sistema Eléctrico Chileno, para dos tipos de carga: no gestionada y gestionada, analizando las variaciones que sufre el sistema eléctrico debido a su incorporación, y el impacto en las emisiones.

El resto del artículo se organiza de la siguiente manera: en la siguiente sección se indica cómo se obtienen los perfiles para los VE, la sección posterior indica la metodología empleada, explicando los modelos utilizados para modelar la operación óptima del sistema eléctrico, incluyendo las restricciones adicionales para modelar la carga gestionada de los vehículos eléctricos. Luego, se presenta los resultados respecto a la demanda máxima, efectos en la operación del resto de las máquinas, costos de operación y reducción de emisiones. Finalmente, las conclusiones se presentan en la última sección.

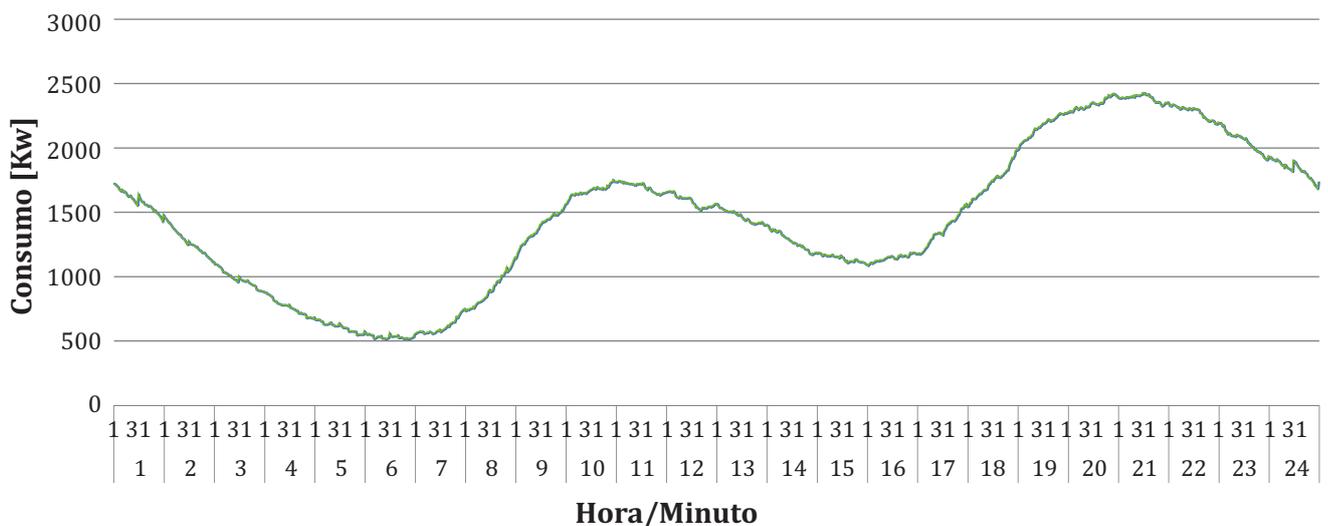
MODELACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Para modelar el consumo de vehículos eléctricos se emplean datos reales medidos en el Reino Unido, los cuales serán adaptados para representar de una mejor manera la realidad de Chile.

Datos de entrada para la modelación de los perfiles de carga de VE

Los datos base utilizados se obtienen desde el proyecto (My Electric Avenue Project, 2016), MEA, que corresponden a carga no gestionada de VE y que se realiza en la casa de los usuarios. Dicho proyecto buscó grupos de personas en diferentes barrios del Inglaterra que quisieran conducir vehículos eléctricos. De la búsqueda resultaron 100 personas, a cada uno se le entregó un vehículo (en formato leasing) para probar la nueva tecnología, debiendo permitir el acceso remoto al consumo del vehículo eléctrico. Los VE empleados correspondieron al modelo Nissan LEAF con un tamaño de batería de 24 kWh, cuyas mediciones se realizaron desde diciembre del año 2013 hasta diciembre del año 2015. Los datos disponibles corresponden a la potencia de carga de los VE con una resolución de minutos, sus distribuciones de probabilidades fueron reportadas en (Quirós-Tortós et al., 2018), a partir de las cuales se construyeron 2000 perfiles diarios, los que de manera agregada se presentan en la figura 1.

Figura 1. Perfil de consumo de agregado de 2000 vehículos eléctricos



Fuente: Elaboración propia

Adaptación de datos del Reino Unido a la realidad chilena

Para utilizar los perfiles de MAE se debe buscar un punto de comparación entre las dos ubicaciones (Reino Unido y Chile) y así realizar transformaciones sencillas que trasladen los perfiles adecuadamente. Para ello se revisan estadísticas del Reino Unido y Chile (denominadas encuestas de origen-destino) donde se puede comparar el uso que se les da a los vehículos particulares, obteniendo desde ahí coincidencias de los momentos de uso y sus requerimientos promedios de viajes, lo que es usado en conjunto para la adaptación de los perfiles.

• **Ajuste de la coincidencia de los perfiles:**
En la Encuesta Origen Destino (EOD¹) de Chile se cuenta con estadísticas de viajes separadas en tres grandes grupos: Trabajo, Estudio y Otros, los que se indican en la figura 2. Los datos de MEA representan el consumo de vehículos eléctricos domiciliarios, por lo que, para fines de este trabajo, solo se utilizarán los viajes correspondientes a los grupos de Trabajo y Estudio.

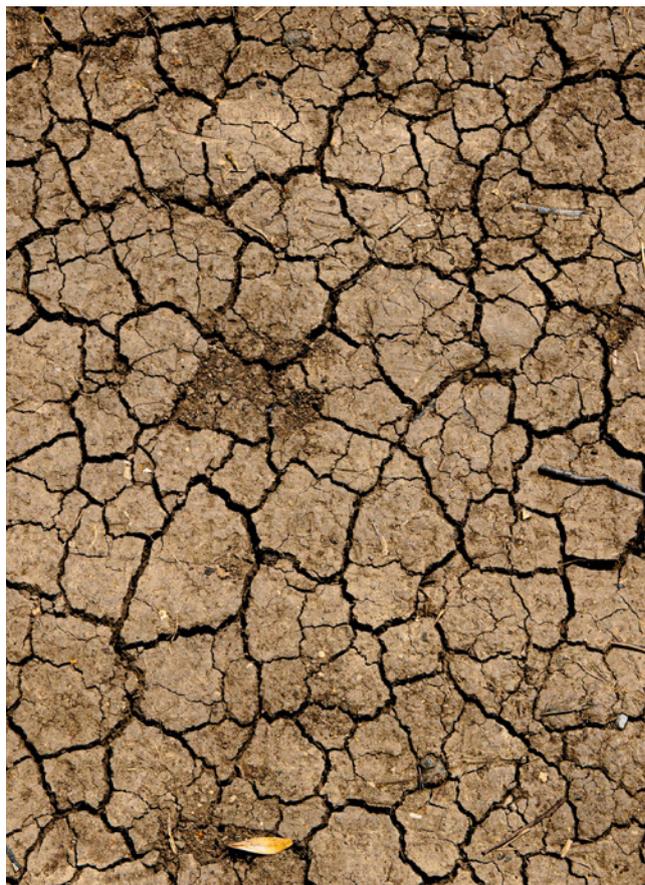
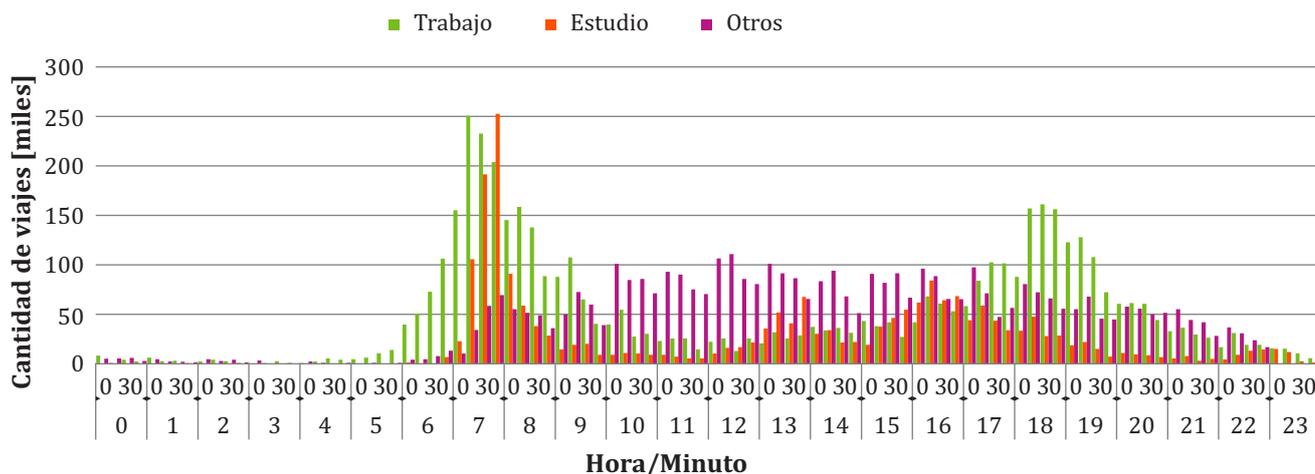


Foto de Mike Erskine en Unsplash.

Figura 2. Perfil de viajes diarios motorizados durante un día laboral



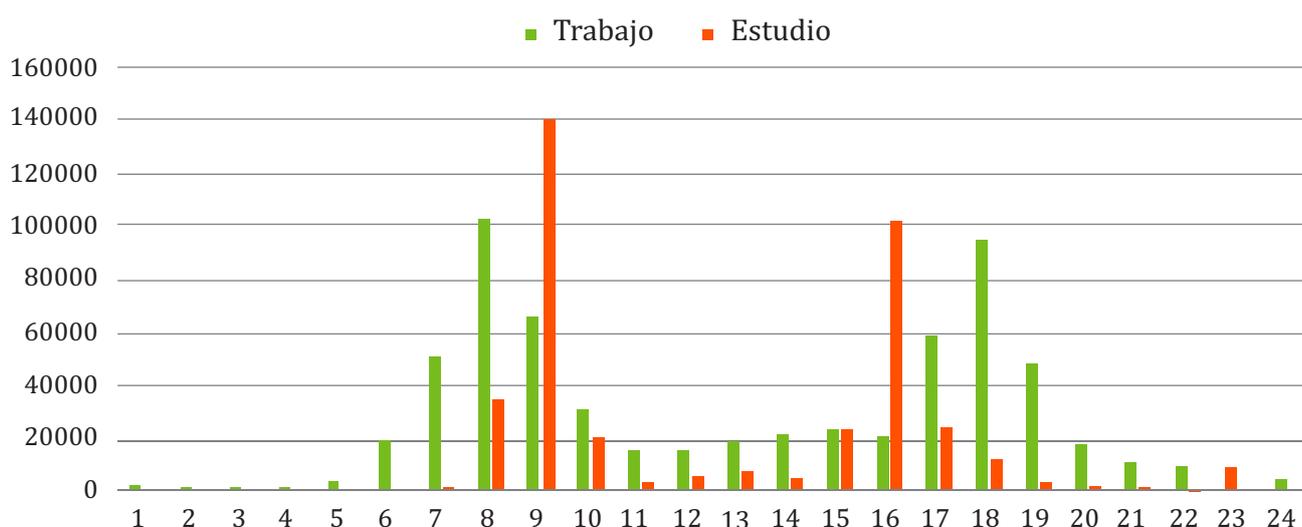
Fuente: Elaboración propia basado en datos de EOD

1 http://www.sectra.gob.cl/encuestas_movilidad/encuestas_movilidad.htm

En Reino Unido también se tiene una encuesta de movilidad conocida como “*National Travel Survey*”². Al igual que la EOD en Chile, sus datos están divididos dependiendo del motivo del viaje, dentro de los que destacan dos grupos: trabajo y estudio, los que se pueden observar en

la figura 3. Lo interesante de estas encuestas, es que presentan un comportamiento bastante similar, teniendo una demanda máxima en la mañana cuando los usuarios inician sus viajes y en la tarde/noche, cuando regresan de vuelta a sus hogares.

Figura 3. Datos de viajes horarios para Reino Unido



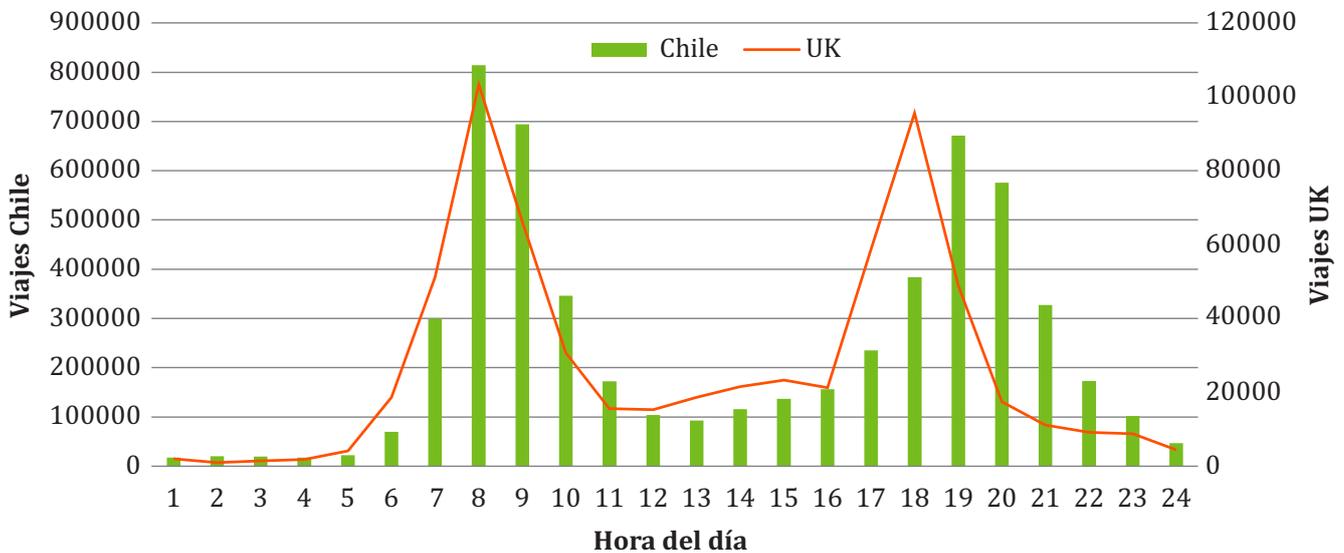
Fuente: Elaboración propia

Para comparar los casos de Chile y Reino Unido se presenta la figura 4, donde se observa que los perfiles son similares, existiendo una coincidencia en la punta de la mañana, pero no así de la tarde. La diferencia de los perfiles se explica principalmente por la duración de la jornada laboral, en el caso de Reino Unido la duración típica parte entre 8:30-9:00 a.m. y culmina alrededor de las 17:00-17:30, en tanto que, en el caso de Chile, la jornada laboral termina entre las 18:30-19:00 pm. Este efecto conlleva que los usuarios de vehículos retornen a sus hogares una hora más tarde que en el caso de Reino Unido.

De no tomar medidas urgentes, el Panel Intergubernamental por el Cambio Climático señala que es probable llegar a un aumento de 4°C al final de este siglo, con graves consecuencias.

² <https://www.gov.uk/government/statistics/national-travel-survey-2017>

Figura 4. Comparación de viajes agregados de Chile y Reino Unido

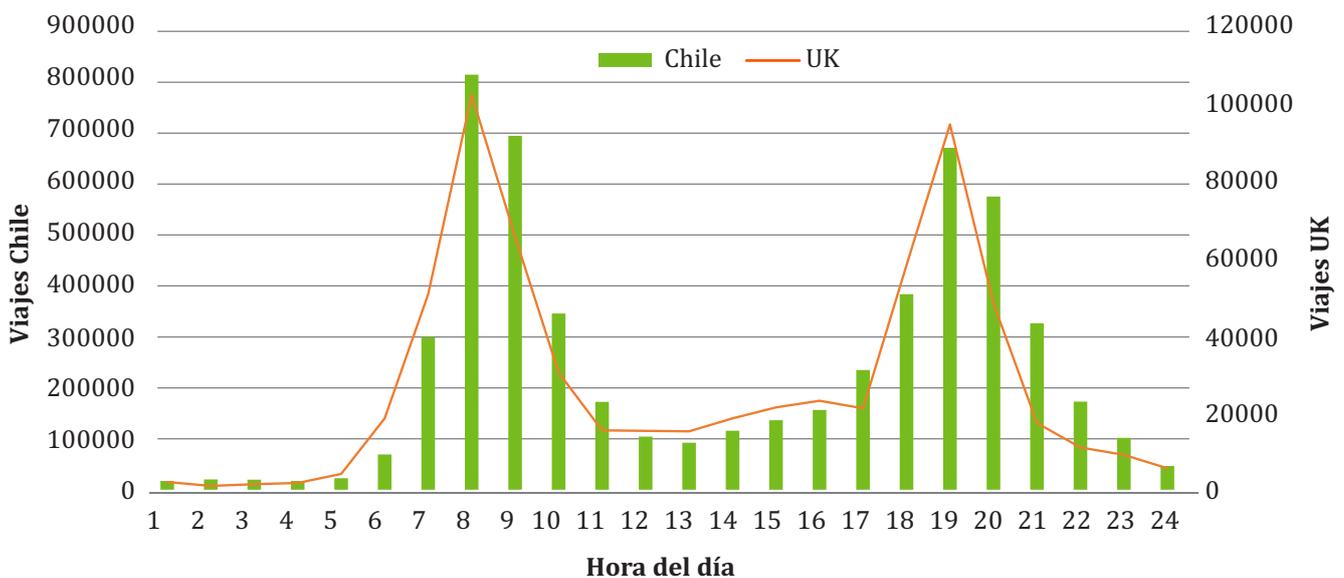


Fuente: Elaboración propia

Para hacerse cargo de esta diferencia, se elige un punto de referencia para realizar un corte en la curva. El punto elegido es la hora 12, pues en ella comienzan las horas de mínima cantidad de viajes. Para esa hora se fija la punta de la mañana y se desplaza la curva del Reino Unido en una hora hacia la derecha. Adicionalmente, producto del corte, se realizó una interpolación entre la

hora 11 y la hora 13 para que el elemento de la hora 12 siga la misma tendencia y no afecte los resultados. Para corregir el efecto de la hora 24, se eliminó también el registro de la hora 23 y se realizó una interpolación entre esa hora y la hora 1, para con esto brindar una continuidad en los perfiles eléctricos. El efecto de realizar ambas acciones se puede verificar en la figura 5.

Figura 5. Resultado del proceso de desplazamiento e interpolación de datos



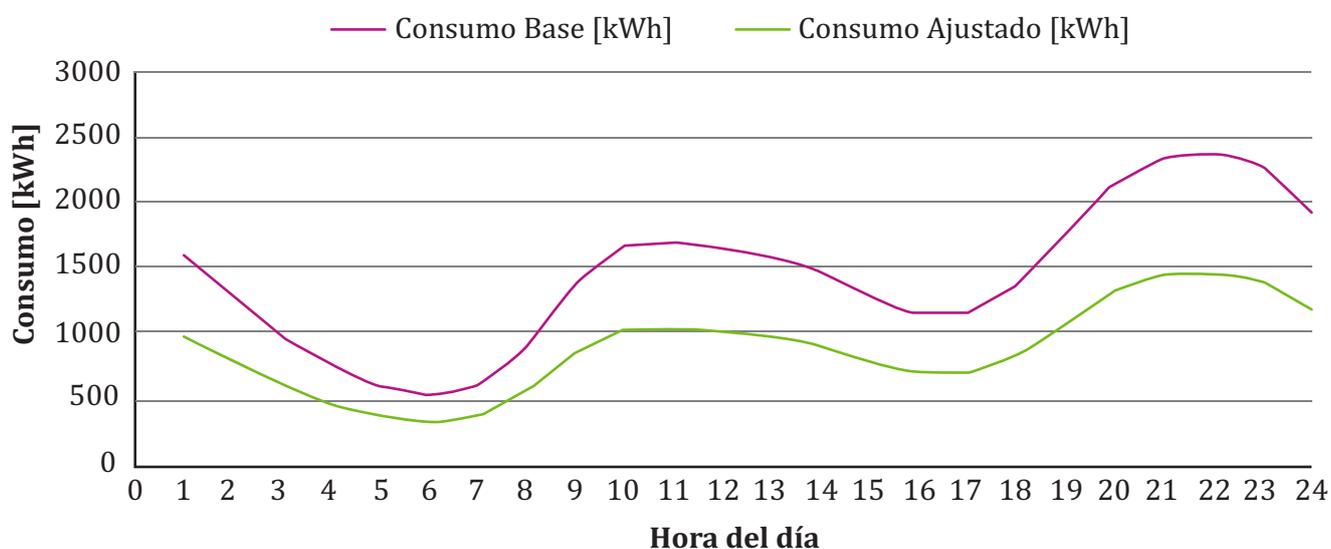
Fuente: Elaboración propia

• **Ajuste de los requerimientos de energía:**

Luego de lograr la coincidencia de los perfiles, para así tener una consistencia entre vehículos en ruta y los vehículos estacionados con los requerimientos de demanda obtenidos desde MAE, se deben ajustar las necesidades de carga de los VE a la realidad de Chile, esto porque desde las encuestas de origen destino previamente mencionadas, se tiene que, para el tipo de vehículos y viajes estudiados, la distancia promedio de viajes en UK es de 13.5 km, mientras que en Chile es de 8.3 km. Por tales motivos, se realizó una ponderación de los perfiles para que a la misma cantidad de vehículos se obtenga el consumo que tendrían en Chile, lo que se muestra en la figura 6.

Los vehículos eléctricos pueden ser una alternativa para reducir las emisiones de CO₂, sin embargo, las emisiones podrían eventualmente aumentar en el sector de generación debido al aumento de la carga para abastecerlos.

Figura 6. Comparación de consumo base y ajustado respecto a la distancia recorrida promedio de vehículos



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, a partir de la figura anterior se obtiene el perfil agregado promedio, el que se utilizará para ponderar el número de vehículos que se incorporará en cada una de las barras del sistema eléctrico. El número de vehículos por zonas de Chile es posible consultarlo en la misma EOD, además, para estimar

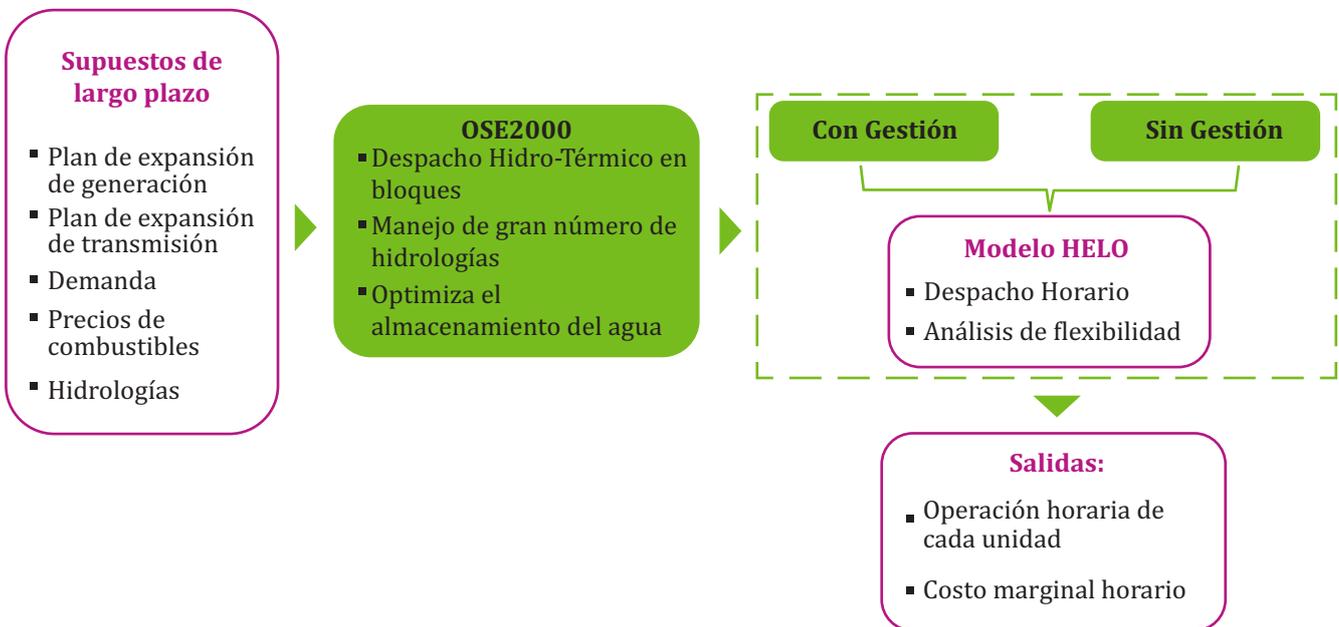
los vehículos para el año de análisis, se utilizó la tasa de crecimiento del parque vehicular. Así los vehículos que podrían ser electrificados corresponden a 2,027,195, por tanto, un 100% de adopción significaría que estos dos millones de vehículos serían VE.

METODOLOGÍA

En términos generales, la idea es simular en un sistema real (Sistema Eléctrico Chileno) la incorporación de VE para dos escenarios específicos, esto es, sin y con gestión de la flota, incluyendo la modelación y restricciones adicionales al modelo de despacho horario para permitir una gestión de flota. Los resultados del proceso de optimización para ambos casos

serán comparados en términos de sus efectos en la operación del sistema eléctrico, analizando las variaciones de demanda máxima, las variaciones en la operación del parque térmico (ciclados³ y encendidos-apagados⁴), sus costos de operación y, finalmente, evaluando la contribución neta de los VE a la reducción de emisiones. Los principales elementos de la metodología se presentan en la figura 7 y se detallan en esta sección.

Figura 7. Diagrama de la metodología implementada



Fuente: Elaboración propia



Foto de Sandy Millar en Unsplash.

3 Ciclados se refiere a la cantidad de veces que una unidad pasa de operar desde su potencia nominal a mínimo técnico y luego sube otra vez a su potencia nominal o viceversa.

4 Encendidos-apagados se refiere a la cantidad de veces que la central se apaga y se prende, se puede entender como un tipo de clicado en que la potencia baja a cero.

Despacho hidrotérmico de largo plazo

El sistema eléctrico de Chile realiza el despacho centralizado de sus recursos para satisfacer la demanda en cada instante de tiempo, garantizando el mínimo costo en un horizonte determinado. En términos matemáticos, lo que se busca es minimizar los costos de operación, en donde la generación de cada generador es valorizada a su costo variable y la energía no suministrada al costo de falla. Este problema debe cumplir restricciones, por ejemplo, se necesita un sistema que sea capaz de transmitir toda esa energía entre sus distintos nodos, esto porque los recursos energéticos y los centros de consumo no están siempre en la misma ubicación, así se debe cumplir que la generación en una barra más los flujos que llegan a esa barra, más la falla, sea igual a la demanda en cada uno de los nodos y que las potencias generadas y los flujos a través de las líneas de transmisión estén acotadas por sus capacidades técnicas.

A lo anterior se le debe sumar la operación óptima de los embalses (centrales hidroeléctricas con capacidad de embalse), ya que en ellos es posible almacenar el recurso para utilizarlo cuando más se necesite, siendo esta decisión parte del problema de optimización. Esta decisión se debe realizar tomando en consideración escenarios futuros de disponibilidad de agua (estocasticidad), ya que los costos totales dependerán de cuánta agua se utiliza hoy y de cuánta agua se deja disponible para su utilización futura considerando la variabilidad hidrológica de sus afluentes. Para representar el problema hidrotérmico se incluye la energía almacenada en los embalses de manera que el problema reconozca la capacidad y beneficios de guardar energía, considerando también los volúmenes mínimos y máximos a mantener en cada embalse.

Si bien con el planteamiento descrito es posible resolver el problema del uso del agua a cada hora, la dimensión del problema crece considerablemente, por ello, el problema se simplifica

a través de la representación de la demanda mediante bloques, mensuales o semanales de acuerdo con la curva de duración de la demanda, con lo cual se reduce el número de períodos a simular, perdiendo, eso sí, el detalle horario de la representación de la carga y de la generación.

Para resolver este problema en este trabajo se utiliza el *software* comercial OSE 2000, cuya estrategia de resolución busca resolver el problema de optimización a partir de múltiples subproblemas para cada punto de simulación, lo que en la literatura se conoce como programación estocástica dinámica dual (SDDP), cuyo trabajo germinal corresponde a (Pereira and Pinto, 1991).

Modelación horaria detallada de la operación del sistema eléctrico

La coordinación hidrotérmica presentada en la sección anterior permite informar adecuadamente a los tomadores de decisión respecto a la operación de largo plazo del sistema y respecto al valor y uso óptimo del agua de los embalses. No obstante, en el corto plazo, se requiere un nivel de detalle mayor para representar la operación del sistema eléctrico y así minimizar adecuadamente sus costos, esto debido a la existencia de limitaciones técnicas relevantes de las plantas térmicas, estas son: tiempos mínimos de encendido y apagado, tasas de toma y desprendimiento de carga, mínimos técnicos, siendo muy importante incorporar todas estas restricciones si se quiere entender adecuadamente los impactos de la electrificación del transporte, cuya variación horaria es fundamental.

Para representar varias de estas restricciones adicionales se requiere la incorporación de una serie de variables binarias que complejizan el problema. Para resolver este problema se utilizará el *software* HELO presentado en (Ávila et al., 2017), dicho desarrollo surge de la necesidad de contar con un método para resolver el problema de gran escala considerando las

limitaciones técnicas del sistema, para ello HELO busca dividir el problema en dos etapas tal como se muestra en la figura 7. En la primera etapa, se resuelve el problema de largo plazo considerando la formulación descrita anteriormente (SDDP) y sin considerar las restricciones técnicas de corto plazo de los generadores, de este problema se rescata el uso del recurso hidráulico de los embalses. En la segunda etapa se resuelve el problema para cada hidrología seleccionada, pero considerando todas las restricciones técnicas de las unidades generadoras (HELO). Usando estas dos etapas de optimización, se incorporará y modelarán distintos niveles de adopción de vehículos eléctricos, definiendo nivel de adopción como el porcentaje del parque convencional que se electrifica.

Finalmente, a la modelación descrita, y con el propósito de analizar la carga gestionada de vehículos eléctricos, se incorporarán restricciones adicionales al modelo de optimización, las que serán detalladas en la sección Modelación de vehículos eléctricos sin gestión de carga (p. 27).

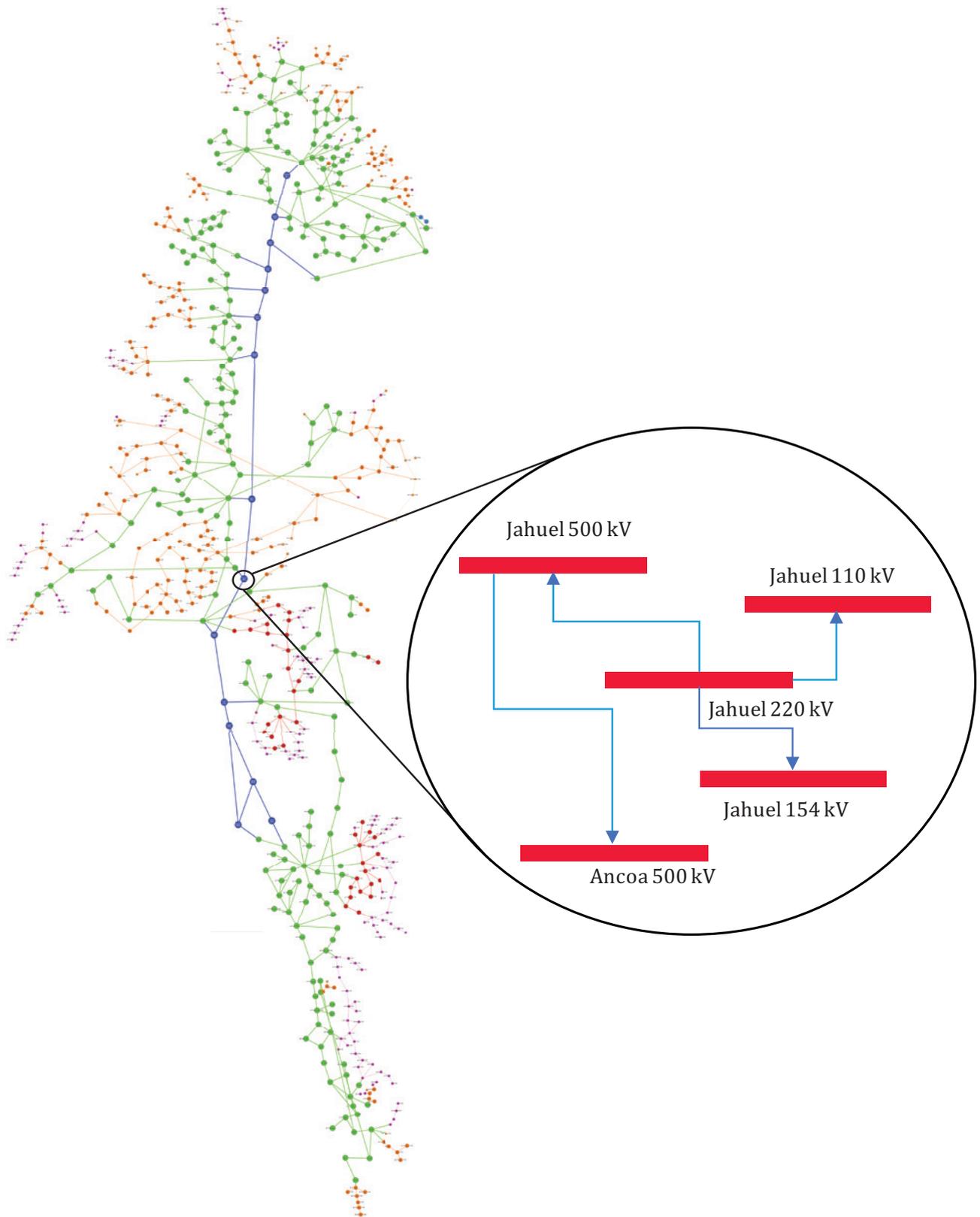
Definición del caso base

El caso base a utilizar representa con gran nivel de detalle el sistema eléctrico chileno. De hecho, se consideraron 55 hidrologías, 245 centrales térmicas, 149 de energía renovable variable (ERV, solares y eólicas), 11 embalses y 70 centrales de pasada. La topología modelada se presenta en la figura 9, la cual considera 588 barras, donde se concentran los consumos y se conectan los generadores y 724 líneas de transmisión. Es importante señalar que, para analizar en detalle la operación horaria del sistema eléctrico se toma como ejemplo un año e hidrología específica, esto para evitar los altos tiempos de simulación asociados a resolver el problema de *unit-commitment* (con todas las restricciones y variables enteras previamente enunciadas).



Foto de L.W. en Unsplash.

Figura 9. Diagrama de la topología para las simulaciones

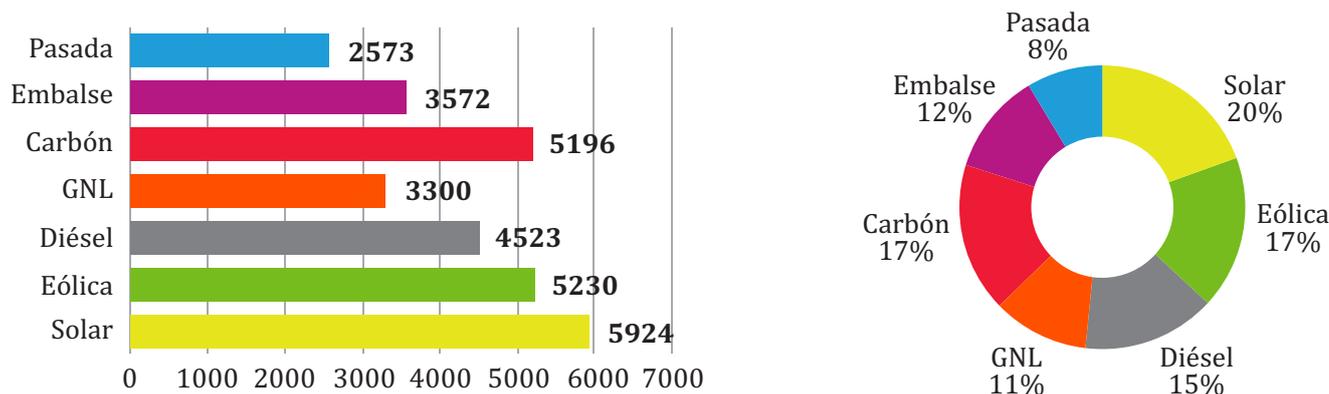


Fuente: Elaboración propia

Para entender los resultados que se presentan en la siguiente sección, se debe conocer la capacidad instalada existente durante el año a optimizar en HELO (año 2027), lo que se indica

en la figura 10, donde se puede observar una alta presencia de ERV y también una participación relevante del parque térmico.

Figura 10. Capacidad instalada en MW por tecnología para el año simulado en modelo HELO

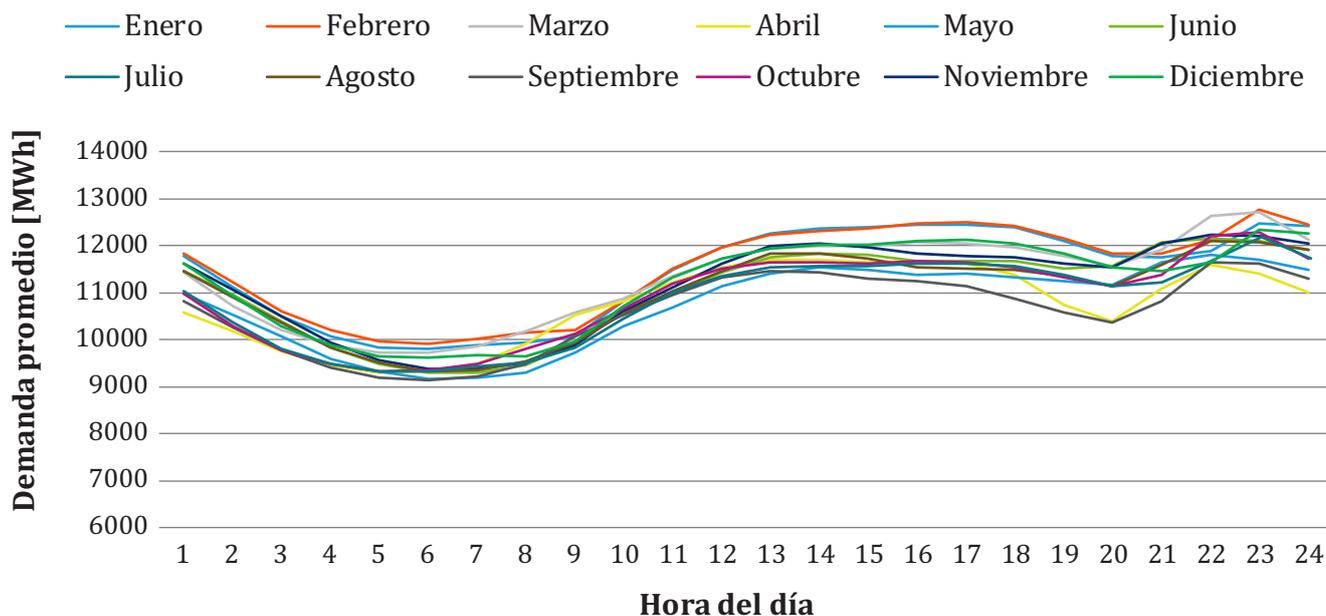


Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, en la figura 11 se puede observar cómo varía en promedio la demanda horaria para cada uno de los meses simulados,

con una demanda máxima de 14,496 [MW] y una demanda mínima de 8,225 [MW].

Figura 11. Demanda promedio horaria para cada mes del año de estudio



Fuente: Elaboración propia

Tabla 2. Ejemplo de parámetros técnicos para distintas unidades térmicas

| Tipo | Pmax [MW] | Pmin [MW] | Tiempo encendido [h] | Tiempo apagado [h] | Costo partida [\$] | Rampa subida [MW/h] | Rampa bajada [MW/h] |
|--------|-----------|-----------|----------------------|--------------------|--------------------|---------------------|---------------------|
| Carbón | 253 | 80 | 10 | 10 | \$ 4,066 | 90 | 90 |
| Carbón | 322.5 | 175 | 20 | 20 | \$ 110,681 | 120 | 65 |
| CC-GNL | 389.5 | 217 | 3.45 | 3.45 | \$ 31,232 | 240 | 240 |
| CC-GNL | 393 | 50 | 0.75 | 0.75 | \$ 5,498 | 690 | 690 |
| Diésel | 2.4 | 0 | 0 | 0 | \$ - | 240 | 240 |
| Diésel | 24.601 | 3 | 0.22 | 0.22 | \$ - | 600 | 600 |

Fuente: Elaboración propia

Debido a que las simulaciones realizadas consideran las restricciones técnicas de las unidades generadoras, sus parámetros técnicos relevantes se extraen de la operación diaria del operador del sistema⁵. Para tener una referencia de estos valores, a modo de ejemplo, en la tabla 2 se muestran estos valores para algunas de las unidades modeladas.

Modelación de vehículos eléctricos sin gestión de carga

Para realizar este ejercicio se utiliza directamente los perfiles determinados en la sección de Modelación de Vehículos Eléctricos (p. 17) pero para distintos niveles de adopción, los que se incluyen en las distintas barras del sistema eléctrico (figura 9) según corresponda. Por otro lado, se resuelve el problema de optimización de largo y corto plazo, para así finalmente obtener el impacto de los VE en el sistema eléctrico.

Modelación de vehículos eléctricos con gestión de carga

Para incluir los VE gestionados en el modelo horario (HELO) se incorporaron restricciones

adicionales que permiten modelar en forma agregada la capacidad disponible en almacenamiento. Así, cuando los VE no son gestionados, entonces la potencia de carga de los VE conectados en la barra n durante el período t , $PC_{n,t}^{EV}$ será directamente la energía demandada de ellos, tal como se observa en la ecuación de balance (1), donde el resto de los términos corresponden a la generación de la central i en el período t conectada al nodo n , $g_{i,t}$, el flujo entre las barras j y k para el instante t , $f_{t,j,k}$, que llegan al nodo n , la energía fallada en tal nodo en el período t , $falla_{t,n}$, y la demanda en dicho nodo en el período t , $D_{n,t}$.

La gestión de los VE se modela a través de un almacenamiento equivalente tal como se muestra en la ecuación (2), donde la descarga se produce dependiendo de la demanda eléctrica de los VE en la barra n para el instante t , $EVSD_{n,t}$. El resto de las variables de esta ecuación son: η es la eficiencia del almacenamiento, $SOC_{n,t}$ es el estado de carga de los VE conectados en la barra n y el instante t , el que está limitado a un valor máximo en el nodo, E_n^{max} , como se indica en la ecuación (4).

También se debe considerar que los vehículos deben alcanzar un estado mínimo de carga todos los días (Madzharov et al., 2014), lo que se define mediante la ecuación (3), donde se

⁵ <https://www.coordinador.cl/informe-documento/operacion/programas-de-operacion-2/>

indica que el estado de carga en un instante t específico debe ser mayor que un mínimo nivel de energía ($BatteryFull_n$). Un ejemplo de ello es que las baterías deban estar cargadas totalmente todos los días a las 5 de la mañana, lo que hace que los vehículos estén listos en ese horario para iniciar sus viajes. De esa forma se cumple con las necesidades de los usuarios y se brinda la posibilidad de que gestione la carga durante todo el resto del día.

Un punto importante para tener en cuenta es que la carga del vehículo está sujeta a que el vehículo se encuentre conectado a la red (estacionado). Para asegurar este comportamiento se incorpora la restricción (5), la que hace que la potencia máxima que puede cargar el almacenamiento equivalente depende de la disponibilidad de vehículos estacionados en la barra n durante el período t ($EVsAvailable_{n,t}$), lo que se incluye como un porcentaje de la potencia máxima conectada en el nodo, P_n^{max} .



$$\sum_{\substack{t,i \\ g_{i,t} \in n}} g_{i,t} + \sum_{\substack{t,j,k \\ tqj \wedge q=n}} f_{t,j,k} + \sum_t falla_{t,n} = D_{t,n} + PC_{t,n}^{EV} \quad \forall i \in I, n \in N, t \quad (1)$$

$$SOC_{n,t} = SOC_{n,t-1} + \eta \cdot PC_{n,t}^{EV} - \frac{1}{\eta} \cdot EVsD_{n,j} \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (2)$$

$$SOC_{n,t} \geq BatteryFull_n \quad \forall n \in N, t = H_n^{fix} \quad (3)$$

$$SOC_{n,t} \leq E_n^{max} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (4)$$

$$PC_{n,t}^{EV} \leq EVsAvailable_{n,t} \cdot P_n^{max} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (5)$$



Foto de Marc Heckner en Unsplash.

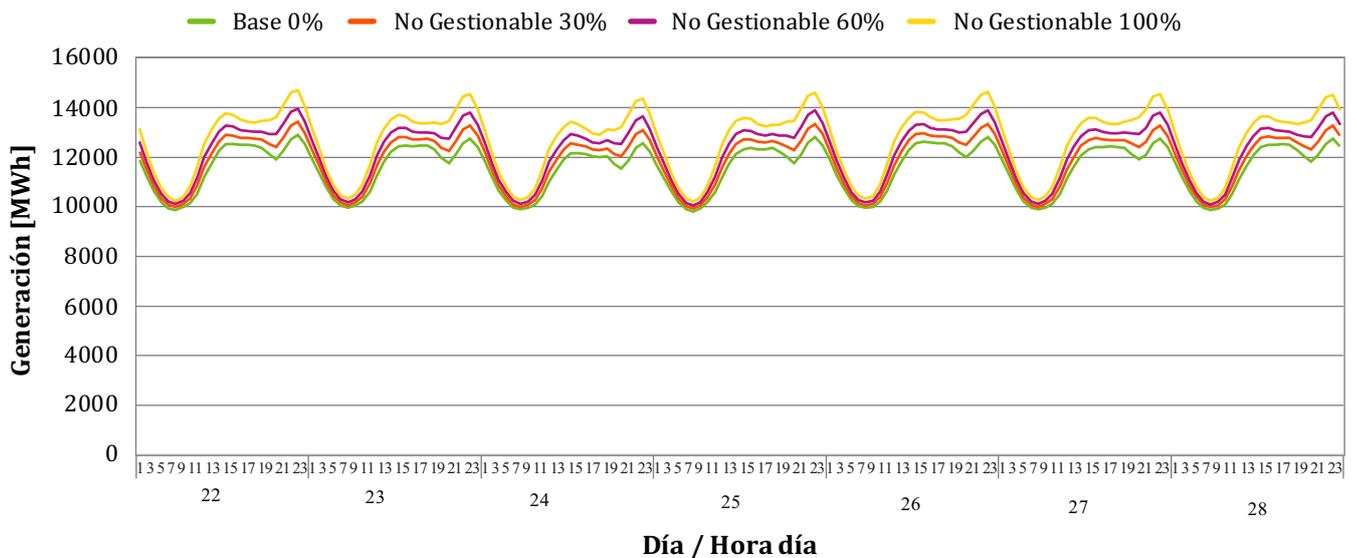
RESULTADOS

A partir de los datos de entrada, de los modelos empleados y de las restricciones adicionales, es posible analizar la operación del sistema eléctrico para distintos niveles de adopción de VE. Estos resultados se presentan en esta sección.

Parque no gestionado

En la figura 12 se presenta el comportamiento de la demanda para distintos casos de adopción de VE para el caso no gestionado, en ella se aprecia que a medida que aumenta la cantidad de vehículos eléctricos en el sistema, la carga ocurre principalmente en las horas de la noche. En términos concretos, cuando en el caso base se tiene una demanda máxima de 14.030 MW, en el nivel de 100% de adopción VE se tiene una demanda un 13.3% mayor.

Figura 12. Efecto de los vehículos eléctricos en la demanda total del sistema



Fuente: Elaboración propia

En este caso, el número de ciclados disminuye para el carbón, mientras que aumentan para el GNL, este comportamiento se debe al aumento que experimenta la demanda total del sistema con la penetración de VE (Tabla 2). El carbón comienza a funcionar cada vez más como una tecnología de base del sistema, por lo que es más común que se encuentren al máximo de su capacidad, como lo muestra la figura 13. El

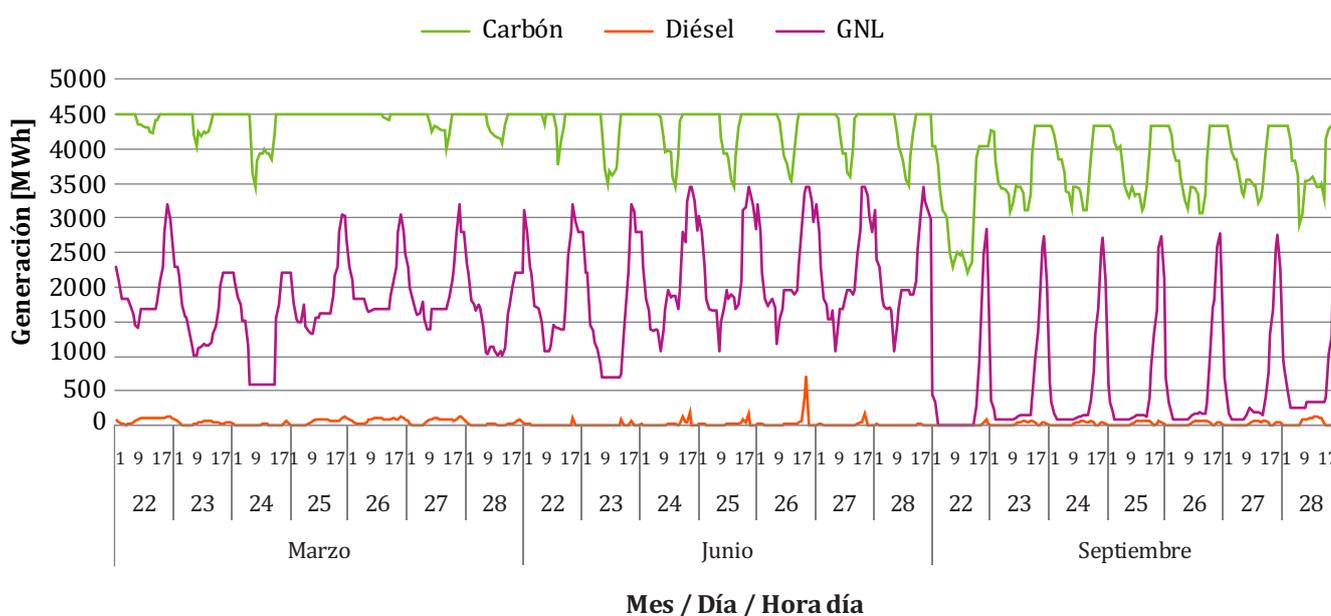
GNL comienza a tomar más protagonismo para prestar flexibilidad al sistema, teniendo extensas excursiones en su punto de operación durante un mismo día. Además, durante los meses con mayor radiación solar, las centrales a carbón vuelven a ciclar desplazando los requerimientos de GNL durante las horas de sol, ya que, por la generación solar adicional, el carbón es suficiente para suplir a la demanda en conjunto con las ERV.

Tabla 3. Cálculo de ciclados anuales por tecnología

| Tipo / Penetración | Base | | | |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 0 | 30 | 60 | 100 |
| Carbón | 4,541 | 4,402 | 4,180 | 3,833 |
| Diésel | 204 | 256 | 287 | 339 |
| GNL | 956 | 1,212 | 1,417 | 1,612 |
| Total | 5,701 | 5,870 | 5,884 | 5,784 |

Fuente: Elaboración propia

Figura 13. Generación por tecnología para una adopción de 100% de VE



Fuente: Elaboración propia

Tabla 4. Apagados anuales para cada una de las unidades térmicas

| Tipo / Penetración | No Gestionable | | | | |
|--------------------|----------------|-------|-------|-------|-----|
| | Base | 0 | 30 | 60 | 100 |
| Carbón | 752 | 647 | 521 | 478 | |
| Diésel | 3,385 | 2,937 | 2,950 | 3,580 | |
| GNL | 517 | 691 | 834 | 1,008 | |
| Total | 4,654 | 4,275 | 4,305 | 5,066 | |

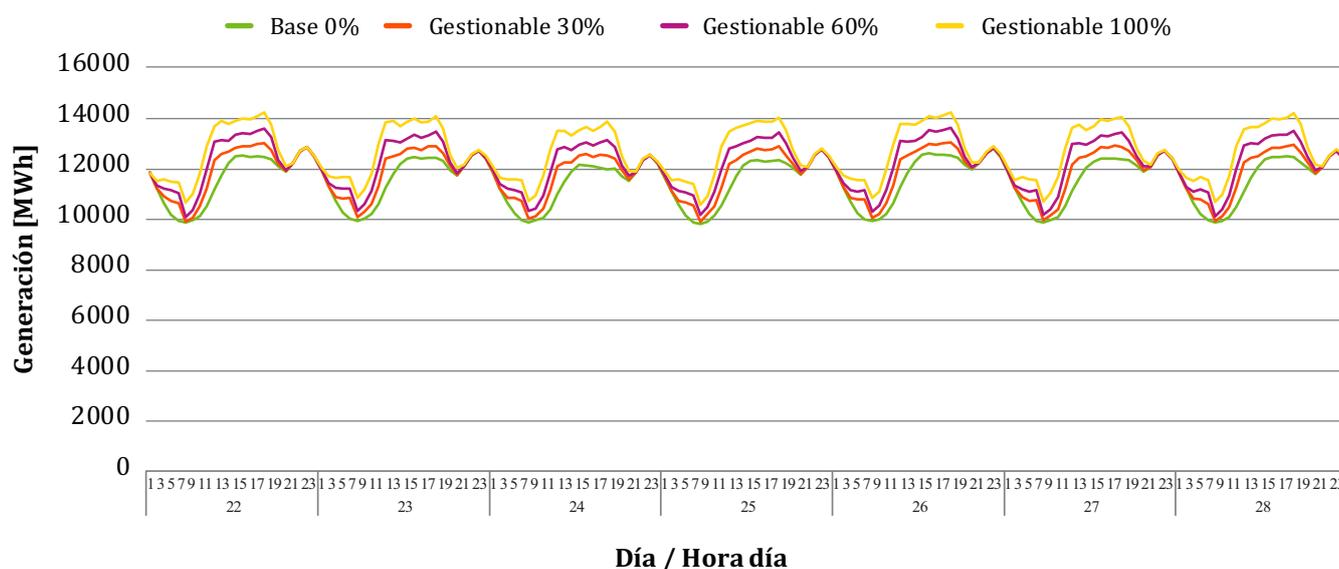
Fuente: Elaboración propia

Como se muestra en la tabla 4, son en los encendidos y apagados en donde las centrales diésel tienen el mayor efecto, esto se debe al aumento de la demanda punta del sistema producto de la incorporación de VE. Por otro lado, las centrales a carbón disminuyen su cantidad de apagados debido a que pasan a operar en base. En cuanto a las centrales GNL, aumentan su cantidad de apagados, lo que ocurre en los meses con mayor radiación solar en donde la generación GNL no se necesita durante el día y solo son encendidas en las horas de punta del sistema.

Parque gestionado

En este apartado se analiza el efecto de una gestión en la carga de los VE, en donde la carga de los vehículos es una variable de decisión del problema de optimización. Así, como se muestra en la figura 14, los VE aumentan los requerimientos de demanda, sin embargo, a diferencia del caso sin posibilidad de gestión, su aumento se produce durante las horas de sol y en la noche, manteniendo en el mismo nivel la demanda durante el período de punta del caso base (sin adopción de VE).

Figura 14. Impacto de los vehículos eléctricos con carga gestionable



Fuente: Elaboración propia

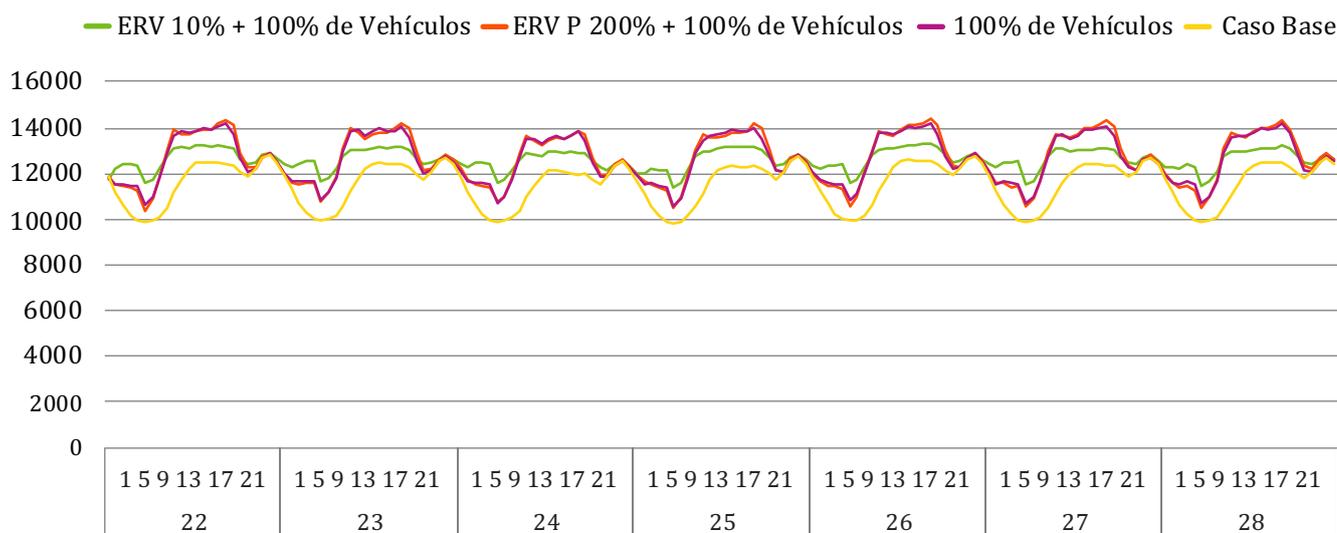
De esta manera, el modelo de optimización muestra que la carga de los vehículos no se mueve a la noche como se podría haber esperado sino que frente a una abundante penetración solar, la solución óptima consisten en cargar los vehículos durante las horas de sol y, por lo tanto, los esfuerzos de política pública deberían enfocarse en promover una infraestructura masiva de carga, por ejemplo, mediante cargadores en los estacionamientos públicos o privados de la ciudad, para que de esa manera se evite la carga durante las horas de noche en los domicilios lo cual es menos conveniente para el sistema en su totalidad.

Para reafirmar este comportamiento se realiza el análisis considerando que el 100% de los vehículos son eléctricos frente a distintas penetraciones ERV, resultados que se pueden visualizar en la figura 15. De dicha figura se desprende que frente a una penetración baja de ERV (10% del caso base), se decide cargar los vehículos durante las horas de sol, moviendo gran parte de la carga a las horas de noche,

sin embargo, a medida que aumenta la generación solar, la carga de noche se mueve a las horas de sol. Otro elemento para destacar es que la carga se realiza de forma controlada y va aumentando en el día en la medida que aumenta la generación solar, dotando al sistema de un grado de flexibilidad adicional al seguir adecuadamente a la generación solar.

Los costos de operación del sistema, dada las condiciones actuales del parque instalado, se incrementarían en cerca de 30% para el caso de una adopción de 100% de vehículos eléctricos.

Figura 15. Comportamiento de carga de VE frente a distintos niveles de adopción a ERV



Fuente: Elaboración propia

Para el caso de los ciclados y apagados, tabla 5 y tabla 6 respectivamente, se da cuando se tiene la posibilidad de gestionar los vehículos, todos presentan una disminución, esto gracias

a la flexibilidad adicional que brindan los VE gestionados (que representan en su conjunto un sistema de almacenamiento equivalente).

Tabla 5. Comparación de ciclados para el caso base, gestionable y no gestionable

| Ciclados totales anuales | | | | | | | |
|--------------------------|-------|----------------|-------|-------|-------------|-------|-------|
| Tipo / Penetración | Base | No Gestionable | | | Gestionable | | |
| | 0 | 30 | 60 | 100 | 30 | 60 | 100 |
| Carbón | 4,541 | 4,402 | 4,180 | 3,833 | 3,176 | 2,377 | 1,647 |
| Diésel | 204 | 256 | 287 | 339 | 239 | 252 | 200 |
| GNL | 956 | 1,212 | 1,417 | 1,612 | 899 | 782 | 817 |
| Total | 5,701 | 5,870 | 5,884 | 5,784 | 4,314 | 3,411 | 2,664 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6. Comparación de apagados para el caso base, gestionable y no gestionable

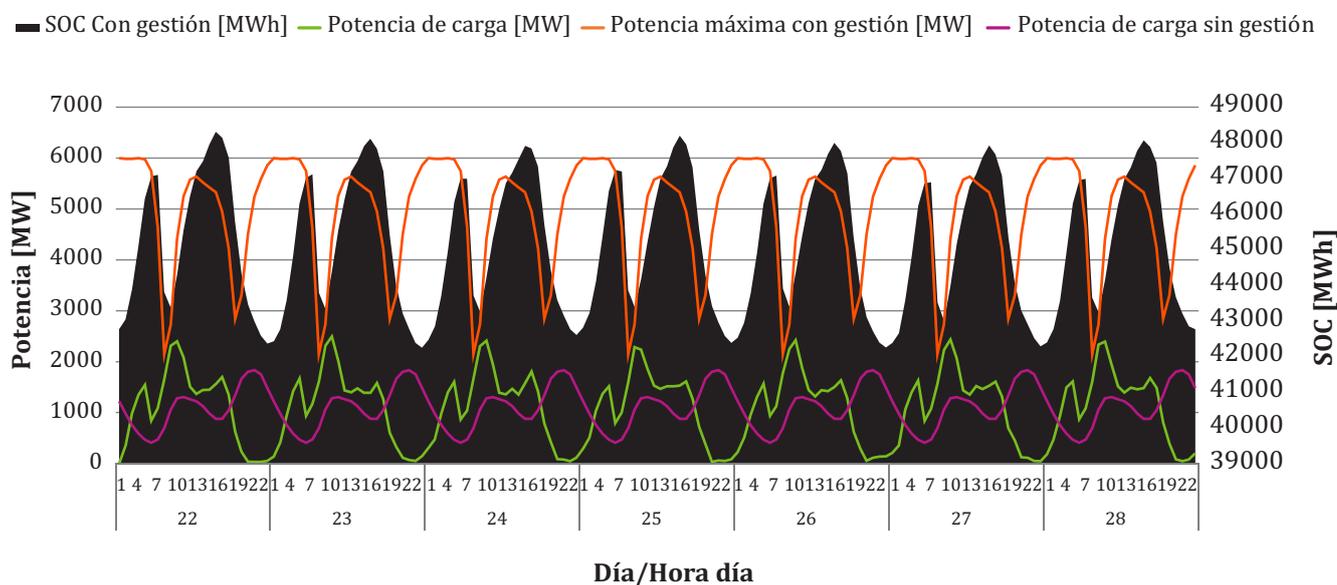
| Apagados anuales | | | | | | | |
|--------------------|-------|----------------|-------|-------|-------------|-------|-------|
| Tipo / Penetración | Base | No Gestionable | | | Gestionable | | |
| | 0 | 30 | 60 | 100 | 30 | 60 | 100 |
| Carbón | 752 | 647 | 521 | 478 | 465 | 395 | 291 |
| Diésel | 3,385 | 2,937 | 2,950 | 3,580 | 2,564 | 2,225 | 2,003 |
| GNL | 517 | 691 | 834 | 1,008 | 600 | 543 | 408 |
| Total | 4,654 | 4,275 | 4,305 | 5,066 | 3,629 | 3,163 | 2,702 |

Fuente: Elaboración propia

En términos operacionales, la figura 17 muestra la carga de VE cuando se tiene una penetración del 100%, en él se observa el estado de carga, la potencia máxima de carga y la potencia efectivamente cargada para cada una de las horas de la semana. La potencia cargada se da particularmente en las horas de la mañana, en donde incluso está limitada por la potencia máxima. En dicho momento se da el mayor de los requerimientos de flexibilidad (cuando empieza a salir el sol, rampa de subida solar), por tanto, los vehículos eléctricos gestionables

participan directamente en la flexibilidad del sistema. Por el contrario, cuando la demanda no es gestionada se da un consumo equivalente al comportamiento de los usuarios, como se ilustra con la línea roja de la figura 17. La diferencia entre la carga con gestión y sin gestión es crítica, puesto que cuando es posible gestionarla los requerimientos máximos se dan durante las horas de la mañana, en contraste con el caso sin gestión donde son coincidentes con la punta del sistema.

Figura 17. Operación de VE para una penetración de 100%



Fuente: Elaboración propia

Costos de operación

Los costos de operación del sistema se resumen en la tabla 7, donde se observa que en todos los casos aumentan debido al aumento de la demanda eléctrica.

Tabla 7. Variación de costos de operación para el caso gestionable y no gestionable

| | No Gestionable | | | | Gestionable | | |
|--------------------------------|----------------|-------|-------|-------|-------------|-------|-------|
| | Base | 30% | 60% | 100% | 30% | 60% | 100% |
| Operación anual [MMUSD] | \$ 1,647 | + 10% | + 20% | + 34% | + 8% | + 17% | + 31% |

Fuente: Elaboración propia

Cuantificación de emisiones

Determinación de emisiones en el caso base: Se debe tener en cuenta que un aumento de los vehículos eléctricos producirá un aumento en la demanda eléctrica, por tanto, es necesario medir las emisiones adicionales producto de esta electrificación. Para ello se recurre a la

información de emisiones disponible en el Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental (SNIFA)⁶. En dicha plataforma se encuentran disponibles las emisiones asociadas a cerca de 70 centrales térmicas. De donde se calcularon los factores promedio de emisión por

6 <http://snifa.sma.gob.cl/v2>

tecnología (tCO₂/MWh), los cuales corresponden a 0.89, 0.81 y 0.49 para carbón, diésel y GNL, respectivamente.

Determinación de emisiones de vehículos convencionales: Para comparar las emisiones adicionales del parque generador con la reducción de emisiones al electrificar el transporte, se determinaron las emisiones de los vehículos convencionales en base a la información disponible por cada modelo de vehículo en la página del Ministerio de Transporte⁷ de Chile y a la composición del parque automotriz de acuerdo con el Instituto Nacional de Estadísticas (INE)⁸. Con lo que es posible determinar las emisiones de CO₂ de cada vehículo. Con estos valores se determina un valor ponderado de emisiones por vehículo de 187 gCO₂/km, tal como se indica en la tabla 9.



Foto de Michael Fousert en Unsplash.

Tabla 9. Emisiones resultantes por cada vehículo

| Tipo de carrocería | Emisiones por tipo [g CO ₂ /km] | Participación INE | Rendimiento promedio [g CO ₂ /km] |
|----------------------------------|--|-------------------|--|
| Automóvil y <i>station wagon</i> | 186 | 72% | 134 |
| Camioneta | 185 | 20% | 37 |
| Furgón | 186 | 4% | 8 |
| Minibús | 223 | 1% | 2 |
| Todo terreno | 237 | 2% | 6 |
| Promedio ponderado | | | 187 |

Fuente: Elaboración propia

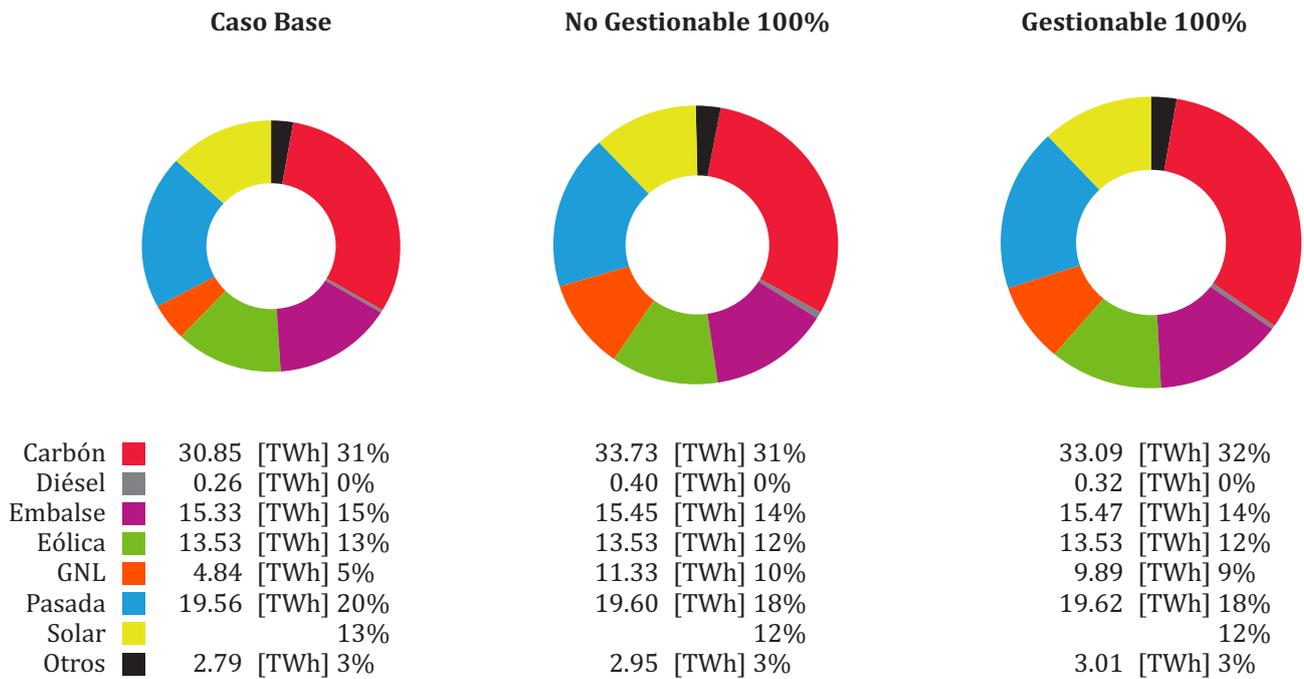
7 <http://www.mtt.gob.cl/archivos/5626.html>

8 <http://www.ine.cl/docs/default-source/publicaciones/2017/parque-vehiculos-circulaci%C3%B3n-2016.xlsx?sfvrsn=10>

Efecto de la electrificación del transporte en la reducción de emisiones: La figura 19 muestra la participación de cada tecnología en la generación anual, en donde se puede

apreciar una abundante penetración de energías renovables, pero también una participación relevante de centrales a carbón.

Figura 19. Generación anual por tipo de tecnología para los casos analizados



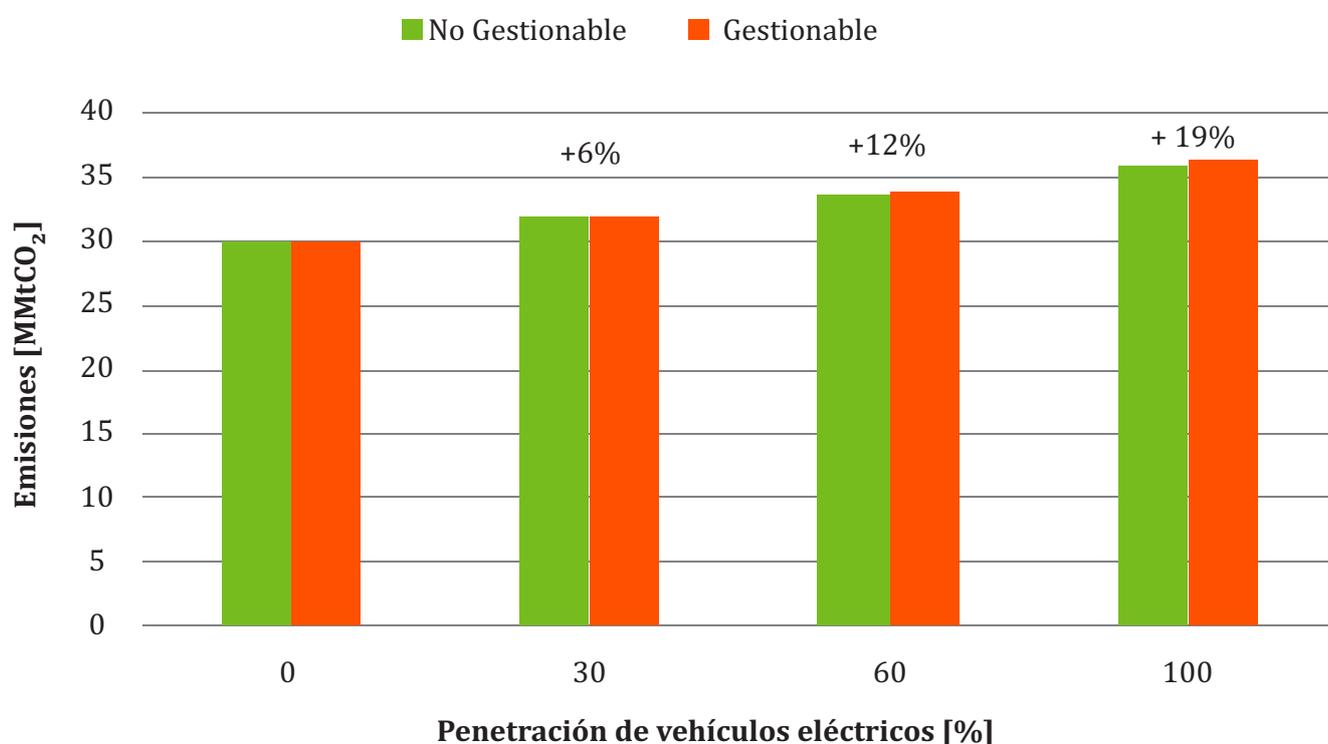
Fuente: Elaboración propia

Se determinaron las emisiones de CO₂ del parque generador a lo largo del año simulado, las que para distintos niveles de adopción se presentan en la figura 20, en donde se evidencia un aumento entre el 6% y el 19% respecto al caso sin VE, siendo para todos los casos mayor cuando la carga vehicular es gestionada.

El hecho de que las emisiones sean mayores cuando es posible gestionar la carga, se debe a que al realizar la operación óptima del sistema eléctrico este busca minimizar sus costos de operación, lo que significa que dado el conjun-

to de restricciones técnicas tratará de utilizar los recursos más baratos disponibles, y como de las térmicas el carbón es la más barata, una vez que se usa el recurso renovable de costo cero se pasa a utilizar carbón. Así, en el caso en que se gestiona, la carga se acomoda para disminuir los costos de operación del sistema y esto permite cargar durante las horas de sol para aprovechar la generación renovable, siendo de igual manera para la generación térmica de bajo costo dada por el carbón, por lo que en términos de despacho será más económico, pero en términos ambientales tendrá una mayor generación de CO₂.

Figura 20. Emisiones para el año de análisis para distintos niveles de adopción de VE



Fuente: Elaboración propia

Considerando los aumentos de emisiones del sistema eléctrico ya determinados, se deben comparar con las emisiones que se ahorrarían al pasar la flota privada desde vehículos convencionales a VE, dichos ahorros corresponden a 0.7 MMtCO₂, 1.3 MMtCO₂, y 2.2 MMtCO₂ para los niveles de adopción de 30%, 60% y 100%, respectivamente. Si se comparan las reducciones de la tabla 10 con el aumento de las emisiones del parque generador producto de estos vehículos (Figura 20), se puede notar que las emisiones adicionales, para el caso de una penetración del 100% de VE en el parque de generación es de 6 MMtCO₂, en comparación con los 2.2 MMtCO₂ que disminuyen producto del reemplazo de los vehículos en base a combustibles fósiles, esto es un aumento neto de 3.8 MMtCO₂.

Lo anterior indica que el reemplazo de los vehículos convencionales por vehículos eléctricos

aumenta las emisiones netas del país, por lo que podría no ser conveniente desde el punto de vista ambiental una inclusión masiva de ellos si es que no se toman las medidas de mitigación adecuadas, por ejemplo, avanzar de manera agresiva en la descarbonización del país, ya que la fecha esperada para el retiro de la totalidad de las centrales a carbón es el 2040 (Ministerio de Energía de Chile, 2020). Otra alternativa para enfrentar esta problemática es que la autoridad proyecte la demanda producto de los vehículos eléctricos y realice licitaciones de suministro, a partir de fuentes renovables, para abastecer esa energía. De hecho, para comprobar esta hipótesis, se simuló un escenario adicional con el doble de adopción de generación renovable para el caso de 100% de adopción de vehículos eléctricos, obteniéndose que las emisiones solo del parque generador alcanzan los 29 MMtCO₂ al año, las que son menores que las 30 MMtCO₂ del caso base, generando entonces disminuciones netas de 3.2 MMtCO₂.

**Descarbonizar
es condición
sine qua non para
avanzar en la adopción
masiva de vehículos
eléctricos en Chile.**

CONCLUSIONES

La incorporación masiva de vehículos eléctricos tiene efectos relevantes en el sistema eléctrico, tanto en su operación como en la potencial reducción de emisiones. En términos de costos fue posible apreciar que los costos de operación del sistema, dada las condiciones actuales del parque instalado, se incrementarían en cerca de 30% para el caso de una adopción de 100% de VE y que la demanda máxima para el año de análisis crecería un 13% para tal nivel de adopción.

Adicionalmente, en el caso de adopción de VE con carga gestionada, además de disminuir los costos de operación, aporta flexibilidad al sistema, lo que se refleja en una disminución de ciclados y encendidos-apagados del parque térmico, lo que permitirá que los costos de mantenimiento no crezcan considerablemente. Tal flexibilidad se observa también en un proceso de carga que sigue la rampa solar de subida, realizando parte importante de la carga en horas de día. Para capturar tales beneficios se podría incentivar la presencia de puntos de carga en estacionamientos públicos y lugares de trabajo

junto con la aparición de nuevos agentes como agregadores de demanda capaces de coordinar los procesos de carga.

Un punto importante y contraintuitivo en principio es que se pueden tener efectos ambientales adversos con la inclusión de VE al sistema, ya que la disminución en contaminación vehicular podría aumentar en el lado de la generación si es que la matriz presenta niveles relevantes de generación térmica. Esta situación se ve incrementada cuando se incluye la gestión de los VE, producto de que, al dotar de flexibilidad extra al sistema, este puede disminuir sus costos de operación en forma adicional aprovechando los recursos renovables de costo cero y la energía térmica más barata, que resulta ser también la más contaminante (carbón). Se demostró entonces que frente a un escenario de 100% de adopción de VE dadas las condiciones actuales del sector eléctrico chileno, no es posible desplazar la totalidad de las emisiones del sector transporte. Situación que se revertiría si se avanza agresivamente en el proceso de descarbonización de la matriz energética. Por lo tanto, descarbonizar es condición *sine qua non* para avanzar en la adopción masiva de vehículos eléctricos. ■

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al fondo ANID FONDECYT N°11180875 por el apoyo brindado durante esta investigación.

REFERENCIAS

- Ávila, F., Ayala, J., Cerda, P., Navarro-Espinosa, A., Córdova, S. and Rudnick, H. (2017). Importance of hourly multi-bus unit commitment models in the context of high adoption of variable renewable energies: A Chilean example. *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2017, 2017-Janua*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2017.8126763>
- Chen, S. and Tong, L. (2012). IEMS for large scale charging of electric vehicles: Architecture and optimal online scheduling. *2012 IEEE 3rd International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2012, i*, 629–634. <https://doi.org/10.1109/SmartGridComm.2012.6486056>
- IEA. (2020). *Global EV outlook 2020, International Energy Agency*. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2014). *Climate change 2014 synthesis report summary chapter for policymakers..* http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5_SPM_FINAL.pdf
- Kempton, W. and Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144(1), 268–279. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.025>
- Lam, A. Y. S., Leung, K. C. and Li, V. O. K. (2012). Capacity management of vehicle-to-grid system for power regulation services. *2012 IEEE 3rd International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2012*, 442–447. <https://doi.org/10.1109/SmartGridComm.2012.6486024>
- Madzharov, D., Delarue, E. and D, W. (2014). Integrating electric vehicles as flexible load in unit commitment modeling. *Energy*, 65, 285–294. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.12.009>
- Ministerio de Energía de Chile. (2020). *Planificación energética de largo plazo “Informe de actualización de antecedentes 2020”*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201230_actualizacion_pelp_iaa_2020_1.pdf
- Mullan, J., Harries, D., Bräunl, T. and Whitely, S. (2011). Modelling the impacts of electric vehicle recharging on the Western Australian electricity supply system. *Energy Policy*, 39(7), 4349–4359. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.052>
- My Electric Avenue Project. (2016). *Project Close-down report (Issue March)*. [http://myelectricavenue.info/sites/default/files/documents/Close down report.pdf](http://myelectricavenue.info/sites/default/files/documents/Close%20down%20report.pdf)
- Pereira, M. V. F. and Pinto, L. M. V. G. (1991). Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, 52(1–3), 359–375. <https://doi.org/10.1007/BF01582895>
- Quirós-Tortós, J., Navarro-Espinosa, A., Ochoa, L. F. and Butler, T. (2018). Statistical Representation of EV Charging: Real Data Analysis and Applications. *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 1–7.
- TSVCM. (2020). Taskforce on scaling voluntary carbon markets. In *Consultation Document (Issue November)*. https://www.iif.com/Portals/1/Files/TSVCM_Consultation_Document.pdf
- United Nations. (2016). *Paris Agreement on Climate Change*. United Nations Framework Convention on Climate Change. http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php
- Van Vliet, O., Brouwer, A. S., Kuramochi, T., Van Den Broek, M., and Faaij, A. (2011). Energy use, cost and CO₂ emissions of electric cars. *Journal of Power Sources*, 196(4), 2298–2310. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2010.09.119>
- Weiller, C. (2011). Plug-in hybrid electric vehicle impacts on hourly electricity demand in the United States. *Energy Policy*, 39(6), 3766–3778. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.005>
- Yang, Z., Li, K., Niu, Q. and Xue, Y. (2017). A comprehensive study of economic unit commitment of power systems integrating various renewable generations and plug-in electric vehicles. *Energy Conversion and Management*, 132, 460–481. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.050>