

Ciudades Inclusivas, Sostenibles e Inteligentes (CISI)

# Metodología y estimación de los impactos y necesidades de inversión en la red eléctrica de San José para la implementación de la electromovilidad

Ignacio Ñancupil  
Marina Gil  
Rafael Poveda



# Gracias por su interés en esta publicación de la CEPAL



Si desea recibir información oportuna sobre nuestros productos editoriales y actividades, le invitamos a registrarse. Podrá definir sus áreas de interés y acceder a nuestros productos en otros formatos.

**Deseo registrarme**



NACIONES UNIDAS



[www.cepal.org/es/publications](http://www.cepal.org/es/publications)



[www.instagram.com/publicacionesdelacepal](https://www.instagram.com/publicacionesdelacepal)



[www.facebook.com/publicacionesdelacepal](https://www.facebook.com/publicacionesdelacepal)



[www.issuu.com/publicacionescepal/stacks](http://www.issuu.com/publicacionescepal/stacks)



[www.cepal.org/es/publicaciones/apps](http://www.cepal.org/es/publicaciones/apps)

# Metodología y estimación de los impactos y necesidades de inversión en la red eléctrica de San José para la implementación de la electromovilidad

Ignacio Ñancupil  
Marina Gil  
Rafael Poveda



Este documento fue preparado por Ignacio Ñancupil, Consultor de la Unidad de Agua y Energía de la División de Recursos Naturales de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Marina Gil, Asistente Superior de Asuntos Económicos, y Rafael Poveda, Consultor, ambos de esa Unidad, y coordinado por Rayén Quiroga, Jefa de la misma Unidad, en el marco del proyecto “Ciudades inclusivas, sostenibles e inteligentes en el marco de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible en América Latina y el Caribe”, ejecutado por la CEPAL en conjunto con la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) y financiado por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ) de Alemania. El proyecto forma parte del programa de cooperación CEPAL-BMZ/GIZ.

Las Naciones Unidas y los países que representan no son responsables por el contenido de vínculos a sitios web externos incluidos en esta publicación.

No deberá entenderse que existe adhesión de las Naciones Unidas o los países que representan a empresas, productos o servicios comerciales mencionados en esta publicación.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización o las de los países que representa.

Los límites y los nombres que figuran en los mapas de esta publicación no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Publicación de las Naciones Unidas  
LC/TS.2024/86  
Distribución: L  
Copyright © Naciones Unidas, 2024  
Todos los derechos reservados  
Impreso en Naciones Unidas, Santiago  
S.2400771[S]

Esta publicación debe citarse como: I. Ñancupil, M. Gil y R. Poveda, “Metodología y estimación de los impactos y necesidades de inversión en la red eléctrica de San José para la implementación de la electromovilidad”, *Documentos de Proyectos* (LC/TS.2024/86), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2024.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Documentos y Publicaciones, publicaciones.cepal@un.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL de tal reproducción.

## Índice

<b>Resumen</b> .....	<b>7</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>9</b>
<b>I. Metodología para la estimación de los impactos y necesidades de inversión en la red eléctrica</b> .....	<b>11</b>
A. Escenarios de simulación de la electromovilidad al 2030 y al 2050.....	12
<b>II. Fuentes de datos y variables del modelo</b> .....	<b>13</b>
A. Distribución de la población de San José y determinación de la infraestructura de carga para la electromovilidad .....	15
B. Transporte público: rutas y cantidad de buses .....	18
C. Transporte particular: proyecciones de crecimiento de vehículos al 2030 y 2050 para San José .....	23
D. Sistema eléctrico: demanda proyectada y modelamiento de la generación y transmisión para San José.....	26
<b>III. Resultados: necesidades de inversión en la red eléctrica</b> .....	<b>35</b>
A. Proyección de demanda de electromovilidad .....	35
B. Impactos técnico-económicos e inversiones requeridas.....	37
<b>IV. Guía para la aplicación metodológica</b> .....	<b>43</b>
A. Estimación de demanda de electromovilidad .....	43
B. Simulación de la operación eléctrica.....	49
C. Cálculo de inversiones .....	50
<b>Bibliografía</b> .....	<b>53</b>

**Cuadros**

Cuadro 1	Porcentaje de integración de vehículos eléctricos privados y buses para los escenarios de estudio.....	12
Cuadro 2	Datos de población y automóviles del área de estudio de San José, Costa Rica .....	16
Cuadro 3	Resumen de estudios y resultados del proyecto “Dando el salto a la movilidad eléctrica” .....	18
Cuadro 4	Tasas de rendimiento promedio obtenidos para distintas condiciones de carga de pasajeros .....	22
Cuadro 5	Estimación de cantidad de automóviles .....	25
Cuadro 6	Plan de Expansión de Transmisión de Costa Rica .....	30
Cuadro 7	Resumen de resultados de costos de expansión del sistema de transmisión por cada escenario .....	38
Cuadro 8	Costos asociados a la electromovilidad en San José, Costa Rica .....	40
Cuadro 9	Valores del índice de comodidad para determinar estaciones de recarga .....	48

**Gráficos**

Gráfico 1	Capacidad instalada por tecnología en Costa Rica.....	15
Gráfico 2	Proyección de población para Costa Rica .....	16
Gráfico 3	Evolución de cantidad de vehículos eléctricos particulares en Costa Rica .....	23
Gráfico 4	Demanda de energía eléctrica anual histórica y proyectada .....	27
Gráfico 5	Demanda de potencia máxima (capacidad) anual histórica y proyectada .....	27
Gráfico 6	Demanda eléctrica convencional (sin electromovilidad) con resolución horaria para un mes tipo (septiembre 2023) en San José y Costa Rica .....	28
Gráfico 7	Proyección de demanda de vehículos eléctricos privados para semana tipo según distintos escenarios .....	35
Gráfico 8	Proyección de la demanda eléctrica de buses eléctricos para una semana tipo, según distintos escenarios.....	37
Gráfico 9	Costos totales de cada escenario y año .....	40

**Diagramas**

Diagrama 1	Diagrama general de metodología de estimación de inversiones .....	12
Diagrama 2	Diagrama general del modelo de simulación de demanda eléctrica de buses para transporte público .....	44
Diagrama 3	Diagrama general del modelo de simulación de demanda eléctrica de vehículos particulares.....	46
Diagrama 4	Cálculo de puntuación de grillas.....	47
Diagrama 5	Diagrama general del modelo para la simulación de la operación eléctrica para la estimación de impactos en la red .....	50
Diagrama 6	Diagrama general de la implementación de la metodología.....	51

**Mapas**

Mapa 1	Área de estudio San José, Costa Rica .....	13
Mapa 2	Cantidad de Puntos de Interés (POIs) en San José, Costa Rica .....	17
Mapa 3	Distribución de población entre cantones de la provincia de San José .....	18
Mapa 4	Rutas de buses en San José .....	20
Mapa 5	Ubicación de terminales de buses (en rojo) y subestaciones eléctricas (en verde) .....	22
Mapa 6	Distribución de Vehículos Eléctricos para el año 2030 .....	25
Mapa 7	Sistema de transmisión de Costa Rica .....	29
Mapa 8	Demanda eléctrica espacio-temporal para San José, Costa Rica.....	36
Mapa 9	Ubicación de congestiones para escenario del Plan de Descarbonización .....	39



## Resumen

Los efectos del cambio climático y su relación con la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) son una realidad cada vez más latente en todo el mundo. Una parte importante de estos GEI son por causa del sector de energía y transporte. En América Latina y el Caribe, el transporte consume el 37% de la oferta total de energía y esta es casi en su totalidad de origen fósil. Por este motivo, con el fin de reducir la emisión de GEI, se han hecho importantes esfuerzos en promover la transición energética hacia energías renovables y adoptar fuentes de energías limpias para el sector del transporte. Una de estas medidas ha sido el uso paulatino de vehículos o buses eléctricos para el transporte público de pasajeros. Además, la adopción de vehículos eléctricos para el transporte particular ha crecido sostenidamente durante los últimos años y se espera que en las próximas décadas sea la forma dominante de movilización en las ciudades del mundo. Si bien esta modificación en el insumo energético para la movilización de las personas permitirá reducir de forma considerable las emisiones de GEI, es muy importante considerar su efecto en las redes eléctricas. El aumento de demanda por energía eléctrica para suministrar al transporte público y privado debe considerar una planificación del sistema eléctrico de las ciudades, a fin de evitar problemas de congestión y de falta de capacidad de transmisión. Por esta razón, se hace necesario disponer de metodologías y herramientas para evaluar el comportamiento esperado de las ciudades ante distintos escenarios de electromovilidad y entregar mejores insumos para la toma de decisiones de política pública.

El presente documento describe los resultados del estudio "Estimación de los impactos y necesidades de inversión en la red eléctrica de San José para la implementación de la electromovilidad". Este estudio es la continuación de un estudio previo donde se desarrolló una metodología para evaluar el efecto de la integración de vehículos eléctricos para el transporte público y privado en las redes eléctricas en ciudades. Esta metodología se aplicó en cinco ciudades de la región, y en este caso se presentan los resultados de San José de Costa Rica. El modelo consta de tres etapas sucesivas. En primer lugar, se calcula la demanda eléctrica de los vehículos particulares y buses para transporte público para distintos escenarios planteados. Cada escenario considera un porcentaje de integración de electromovilidad en el parque automotor para cada año de estudio. En segundo lugar, se simula la operación del sistema eléctrico de la red intraurbana (en este caso, la provincia de San José) considerando esta nueva demanda de electromovilidad más la demanda eléctrica de la ciudad sin electromovilidad (demanda convencional). Estos resultados determinan la necesidad de expansión del sistema de transmisión y generación requeridos para abastecer la nueva demanda total. Con estos resultados, se calculan los requerimientos de inversión considerando los costos

de las expansiones necesarias en cada escenario y año de estudio. Las estimaciones se realizan en la provincia de San José, que considera 13 cantones y se analizan tres escenarios. Uno de estos escenarios corresponde al planteado por el Plan de Descarbonización de Costa Rica, el cual plantea que, en 2035, un 30% de la flota de vehículos ligeros —privados e institucionales será eléctrica mientras que a 2050, el 95% de la flota— será de cero emisiones. Los otros dos escenarios corresponden a sensibilidades pesimistas y optimistas de estas metas. Los resultados muestran que las inversiones necesarias en la red eléctrica (generación y transmisión) requerirían un aumento adicional de 12,66% de las inversiones estimadas por el ICE para alcanzar la meta planteada por el Plan de descarbonización a 2030. Complementariamente, considerando no solo los costos de la generación y transmisión necesarios para abastecer esta demanda, sino que también el costo de adquirir nuevos buses eléctricos, se requerirían inversiones anuales de un 0,35% del PIB de Costa Rica hasta 2030 para lograr las metas planteadas por el Plan de Descarbonización.

## Introducción

América Latina y el Caribe es una de las regiones más urbanizadas del planeta, 81% de sus habitantes viven en entornos urbanos. De estos, más de un tercio vive en ciudades con más de 1 millón de habitantes. Las ciudades son el motor de las economías nacionales: buena parte del PIB total se genera allí. Y también en consecuencia, originan el 60% de las emisiones de GEI. En ese contexto, las ciudades tienen un rol y responsabilidad central en las acciones para combatir el cambio climático y por cierto en el éxito del logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030. Este panorama, desafiante en diversos ámbitos se ha profundizado en el periodo post-pandémico, puesto que la mayoría de los países han tenido dificultades para responder con total eficacia a los desafíos económicos, sociales y ambientales de este tiempo. Es por ello que la CEPAL está impulsando con fuerza la transición energética como un vector transformador del modelo de desarrollo para la región. Para ello, es preciso avanzar simultáneamente en cinco pilares para acelerar la transición energética en los países de ALC: 1) universalizar el acceso a la electricidad basada en energías renovables y disminuir la pobreza energética; 2) aumentar la participación de las energías renovables y la electrificación en sectores productivos; 3) mejorar la eficiencia energética en todos los sectores de actividad económica y los hogares; 4) fortalecer la complementariedad, integración e interconexión entre los sistemas energéticos, y 5) aumentar la seguridad y la resiliencia energéticas regionales frente a los choques externos y eventos extremos. Además de implementar una serie de políticas coordinadas que incluyen aspectos de gobernanza, regulación, movilización de inversiones y planificación energética de largo plazo. En este contexto, la CEPAL y la Cooperación Alemana implementan el Programa de Cooperación regional CEPAL-BMZ/GIZ "Ciudades inteligentes, inclusivas y sostenibles (CISI) en el marco de la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe".

El Programa CISI tiene como objetivo central promover la configuración de ciudades más inclusivas, sostenibles e inteligentes. Uno de los pilares que sostienen este programa es precisamente, el estudio de la conectividad y la posibilidad de ofrecer respuestas y estrategias al futuro de la movilidad urbana para la región, políticas e instrumentos que promuevan la transformación en los patrones de producción, consumo y demanda (para la electromovilidad) con el fin de alinear a los ecosistemas vinculados a las ciudades.



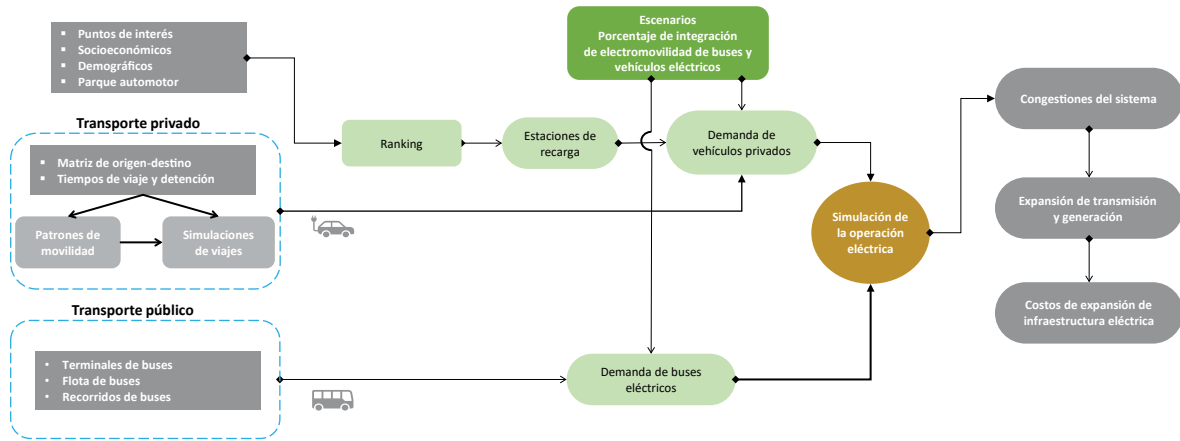
## I. Metodología para la estimación de los impactos y necesidades de inversión en la red eléctrica

En primer lugar, se calcula la demanda eléctrica por el concepto de electromovilidad, que corresponde a la recarga de los vehículos eléctricos. Esta demanda se ha dividido en dos tipos: pública y privada. La demanda de electromovilidad pública considera el consumo energético de la flota de buses en operación proyectados hacia los años de simulación y utiliza como datos de entrada la ubicación de los terminales de aparcamiento de los buses, la flota de buses proyectada en operación, y sus estadísticas de recorrido (rutas y distancias, frecuencias, capacidad y autonomía de baterías, entre otros). La demanda de electromovilidad privada en cambio considera los patrones de movilidad de los vehículos particulares dentro de la ciudad. Para esto utiliza datos reales de movilidad, los cuales son procesados y transformados en parámetros de un modelo de simulación estocástico que permite generar nuevas muestras de viajes proyectadas en cada año de simulación. Ambos tipos de demanda tienen una componente espacial (lugar donde se realiza la recarga, y, por lo tanto, donde existe consumo eléctrico), y una componente temporal (consumo eléctrico en resolución horaria). A través de un proceso de selección de estaciones de recarga para el transporte particular basado en métricas socioeconómicas, de infraestructura y de movilidad, se determinan las ubicaciones donde se existe un mejor potencial para instalar estaciones de recarga.

El nivel de demanda de los vehículos privados y la demanda de los buses eléctricos depende mayoritariamente de los escenarios de integración de electromovilidad para cada tipo de transporte. Esto determina el parque automotor de vehículos privados y la flota de buses eléctricos proyectada cada año. En el caso de los vehículos privados eléctricos, la demanda eléctrica se agrupa en subestaciones eléctricas mediante un proceso de clusterización basado en inteligencia artificial. Con esta demanda, se simula la operación eléctrica óptima del sistema (despacho centralizado) para una semana tipo con resolución horaria y usando las condiciones del sistema eléctrico del año respectivo (nivel de demanda, generación, infraestructura eléctrica, planes de obra, etc.).

Los resultados del proceso de simulación de la operación eléctrica son analizados para obtener las zonas del sistema que presentan congestiones y que determinan una necesidad de expansión del sistema de transmisión y generación. El proceso de expansión óptima del sistema determina a su vez la infraestructura de menor costo (generación y transmisión) que permite satisfacer la demanda total del sistema y, por lo tanto, permite calcular las inversiones mínimas requeridas para asegurar la suficiencia del sistema. El siguiente diagrama resume las fuentes de datos, procesos, relaciones y resultados de esta metodología.

**Diagrama 1**  
Diagrama general de metodología de estimación de inversiones



Fuente: Elaboración propia.

## A. Escenarios de simulación de la electromovilidad al 2030 y al 2050

Dentro de la metodología, uno de los elementos esenciales son los escenarios, ya que definen el porcentaje del parque automotor que corresponde a vehículos eléctricos y de ello dependen los distintos niveles de demanda. En el siguiente cuadro se presentan los escenarios utilizados junto con el porcentaje de adopción de electromovilidad en cada año. Cabe señalar que en ciertos casos se ha adoptado un valor aproximado como, por ejemplo, en el caso del escenario del Plan de Descarbonización<sup>1</sup> que señala un porcentaje de vehículos particulares eléctricos para el año 2035, en lugar del 2030.

**Cuadro 1**  
Porcentaje de integración de vehículos eléctricos privados y buses para los escenarios de estudio  
(En porcentajes)

Escenario	Vehículos particulares	Vehículos particulares	Buses públicos	Buses públicos
	2030	2050	2030	2050
Plan descarbonización (PD)	30	95	30	85
Pesimista (PE)	10	50	10	50
Positivo ( <i>Green Intensive</i> ) (PO)	50	100	50	100

Fuente: Elaboración propia.

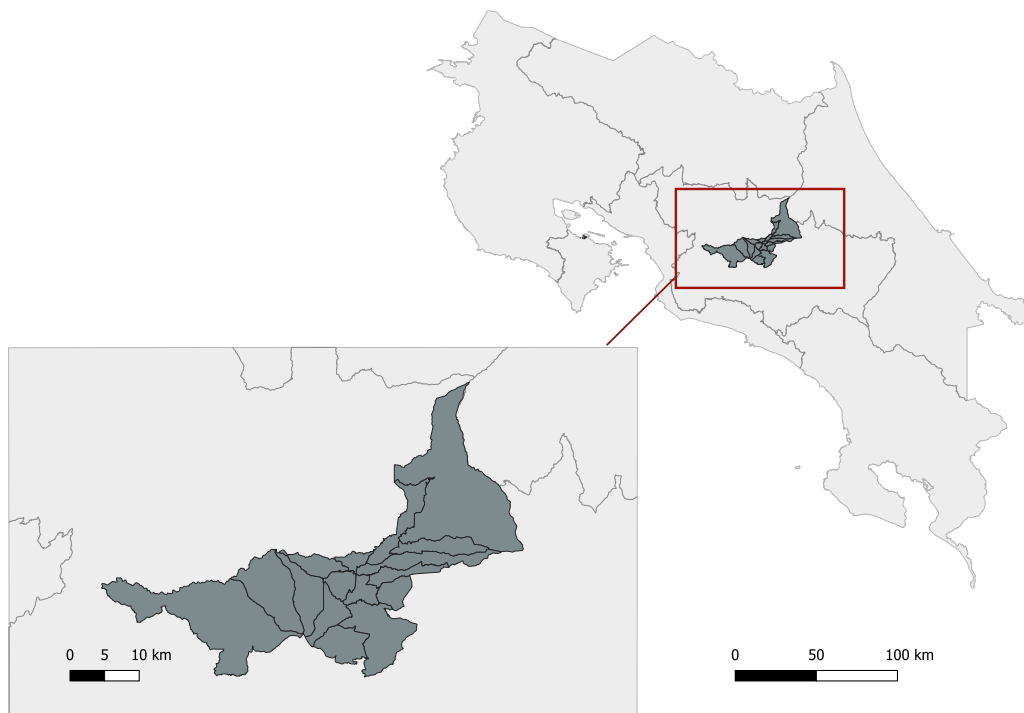
Cada escenario define un nivel de demanda, el cual, mediante el proceso de simulación de la operación del sistema y expansión óptima, determina las expansiones necesarias y, por lo tanto, las inversiones requeridas en cada caso.

<sup>1</sup> Más detalles en Plan de Descarbonización.

## II. Fuentes de datos y variables del modelo

A continuación, se presentan los principales antecedentes y datos de la provincia de San José que son necesarios para el modelo. Las delimitaciones territoriales del área de estudio se presentan en el mapa 1. A la izquierda se presenta el área de estudio que involucra parte de la provincia de San José, y a la derecha la ubicación respecto al país.

**Mapa 1**  
**Área de estudio San José, Costa Rica**



Fuente: Elaboración propia.

Costa Rica ha implementado varias políticas gubernamentales para promover la electromovilidad desde exenciones fiscales, incentivos financieros, planes para crear infraestructura de recarga eléctrica, entre otros, con el fin de promover los objetivos del Plan Nacional de Descarbonización publicado en 2018.

Estos objetivos requieren la coordinación de distintos actores para lograr una adecuación tanto de la infraestructura de transporte como de la infraestructura eléctrica para la incorporación de vehículos y buses eléctricos. En este sentido, las principales entidades involucradas se describen a continuación.

- MINAE: el Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica es el ministerio encargado de emitir políticas ambientales en materia de protección ambiental, manejo y uso sostenible de los recursos naturales y de la promoción del uso de las fuentes de energía renovables para lograr el cumplimiento de los objetivos y metas propuestas en los planes y programas ministeriales y en el Plan Nacional de Desarrollo en el país.
- MOPT: el Ministerio de Obras Públicas y Transportes de Costa Rica (MOPT) es el ministerio encargado de regular y controlar el transporte terrestre, aéreo y marino, así como de planificar, ejecutar y mejorar obras públicas de infraestructura vial, portuaria y aeroportuaria, además de colaborar con las Municipalidades en la conservación de las rutas cantonales.
- MIVAH: el Ministerio de Vivienda y Asentamientos Humanos, es el órgano técnico rector del Gobierno de la República en materia de ordenamiento territorial y asentamientos humanos. Desde este Ministerio, se emiten las políticas y directrices, en función de las necesidades y demandas de los distintos estratos socioeconómicos, con el propósito de facilitar el acceso a viviendas, sujetas a la coordinación de una planificación integral del país<sup>2</sup>.
- ARESEP: la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos es una institución reguladora, cuyo eje es el bienestar de la ciudadanía, para que dispongan de servicios públicos y mejoren su calidad de vida. La ARESEP fiscaliza la prestación de servicios públicos, así como su precio y prestación. Esta actividad se hace por medio de las Intendencias sectoriales: Agua, Energía y Transporte.
- CTP: el Consejo de Transporte Público planifica, diseña, optimiza, regula, fiscaliza y coordina los servicios de transporte público terrestre. Administra información sobre la cantidad de rutas.
- INEC: el Instituto Nacional de Estadística y Censos es una institución autónoma del Gobierno de Costa Rica, encargada de la producción y divulgación de estadísticas oficiales en el país. Entre sus funciones se encuentra la realización de censos, encuestas y otros estudios sobre demografía, economía y otros campos sociales. Asimismo, es el ente técnico rector del Sistema de Estadística Nacional (SEN), el cual, coordina y norma la actividad estadística a cargo de las entidades del SEN para que se realice de acuerdo con las buenas prácticas estadísticas<sup>3</sup>.
- ICE: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) es una empresa estatal que brinda servicios de electricidad y telecomunicaciones en Costa Rica. Es una de las empresas que conforman el grupo ICE, el cual está integrado por cuatro empresas que ofrecen soluciones de vanguardia en electricidad y telecomunicaciones a los habitantes de Costa Rica: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), que opera como casa matriz, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), Radiográfica Costarricense (RACSA) y, más recientemente, Gestión Cobro, aunque esta se enfoca en el soporte de cobro administrativo y judicial a sus tres empresas hermanas<sup>4</sup>.

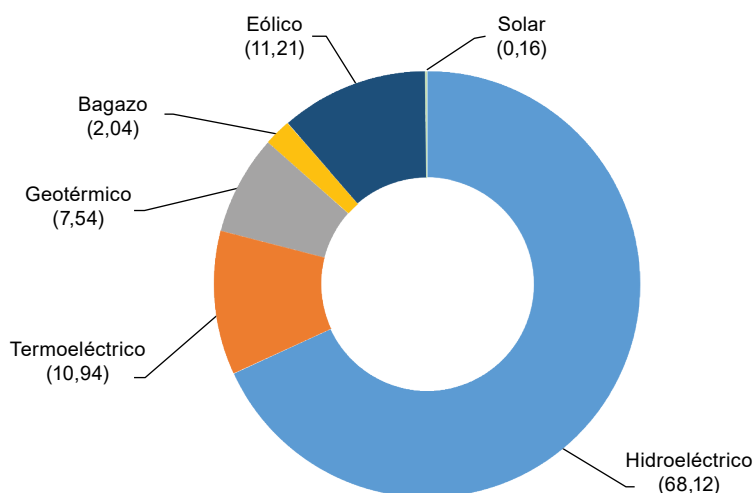
La matriz energética de Costa Rica está compuesta mayoritariamente por fuentes de generación renovable. De acuerdo con el ICE, la atención de demanda con fuentes renovables desde enero a septiembre de 2023 fue de un 90,18%. Una de las razones de esto es su matriz energética compuesta en gran parte por fuentes de energías renovables. El gráfico 1 presenta la capacidad instalada por tecnología.

<sup>2</sup> [https://www.mivah.go.cr/Nosotros\\_Quienes\\_Somos.shtml](https://www.mivah.go.cr/Nosotros_Quienes_Somos.shtml).

<sup>3</sup> <https://inec.cr/acerca-inec>.

<sup>4</sup> <https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/quienessomos/quienes-somos/grupoice-inf>.

**Gráfico 1**  
**Capacidad instalada por tecnología en Costa Rica**  
 (En porcentajes)



Fuente: ICE, Informe Mensual de Generación y Demanda, septiembre 2023.

Gran parte de su demanda energética es abastecida por los embalses hidroeléctricos: Arenal (Guanacaste y Alajuela), Cachi (Cartago), Angostura (Cartago), Pirris (San José) y Reventazón (Limón). También cuenta con importantes campos geotérmicos como el campo Alfredo Mainieri Protti y el Campo Geotérmico Las Pailas (Guanacaste). Antecedentes de expansión de este tipo de energías propician dos nuevas plantas de 55 MW en Borinquen. La energía eólica también ha sido importante en el último tiempo, concentrándose en las crestas montañosas guanacastecas y en la zona de Los Santos.

Junto con lo anterior, se han considerado antecedentes de estudios realizados en torno al desarrollo de la electromovilidad. Uno de estos estudios corresponde al proyecto “*Dando el Salto a la movilidad eléctrica*” desarrollado gracias al financiamiento de la Fundación CRUSA y el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA)<sup>5</sup> donde se analizan principalmente los efectos de la integración de buses eléctricos. Otro estudio se denomina “*Desarrollo de herramientas y estudio técnico para determinar el impacto en las redes eléctricas de Costa Rica ante la entrada de buses eléctricos de transporte público*”. En este estudio se determina el impacto de la integración de autobuses eléctricos de baterías (AEB) para transporte público en circuitos eléctricos de distribución de Costa Rica, sin embargo, no analiza el efecto conjunto de la integración de vehículos particulares en los circuitos de distribución ni la evolución de la demanda en el tiempo.

## A. Distribución de la población de San José y determinación de la infraestructura de carga para la electromovilidad

Según el Censo publicado en 2022 por el INEC, la población total de Costa Rica es de 5.044.197 personas de las cuales 2.511.844 son hombres y 2.532.353 son mujeres. Además, se cuenta con una estadística de densidad de población de 99 habitantes por kilómetro cuadrado. Dentro de la provincia de San José, la población total es de 1.601.167 personas donde 773.612 corresponden a hombres y 827.555 mujeres con una densidad de población de 322 habitantes por kilómetro cuadrado.

La provincia de San José encabeza la mayor concentración poblacional al alcanzar 1.601.167 habitantes, le sigue Alajuela con 1.035.466, luego Cartago con 545.092, Puntarenas con 500.166, Heredia con 479.117, Limón alcanzó 470.383 y por último Guanacaste con 412.808 habitantes.

<sup>5</sup> Más detalles en MINAE.

El siguiente cuadro presenta los datos de población y automóviles en San José. La población fue obtenida desde el sitio web de la municipalidad de San José<sup>6</sup> donde se presenta la población al año 2021 por cantón.

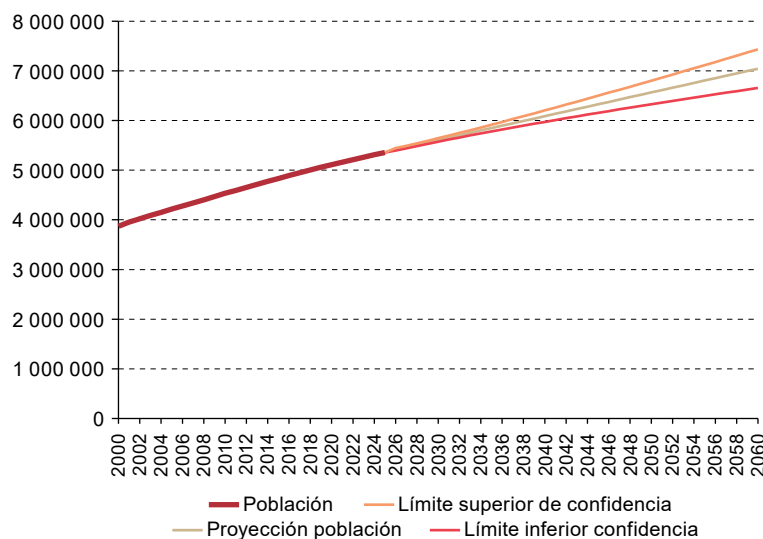
**Cuadro 2**  
**Datos de población y automóviles del área de estudio de San José, Costa Rica**

Cantón	Población	Automóviles	Automóvil/persona
Alajuelita	81 012	7 529	0,09
Aserri	59 588	5 568	0,13
Curridabat	71 026	17 980	0,25
Desamparados	233 226	34 513	0,16
Escazú	17 810	15 824	0,25
Goicoechea	132 104	24 970	0,18
Montes de Oca	53 862	19 489	0,34
Mora	32 348	3 815	0,15
Moravia	59 546	16 233	0,28
San José	352 381	68 085	0,19
Santa Ana	58 020	8 760	0,21
Tibás	74 582	18 042	0,21
Vázquez de Coronado	67 078	12 942	0,20

Fuente: Viceministerio de Transporte de Costa Rica.

El INEC publica proyecciones de la población en forma sucesiva. Considerando las estimaciones y el hecho de que la tasa de crecimiento se mantiene relativamente constante durante el período de análisis, se proyecta el crecimiento de la población hacia 2050 considerando un intervalo de confianza de un 95%. El resultado de esta proyección se presenta en el siguiente gráfico.

**Gráfico 2**  
**Proyección de población para Costa Rica**  
(En cantidades)

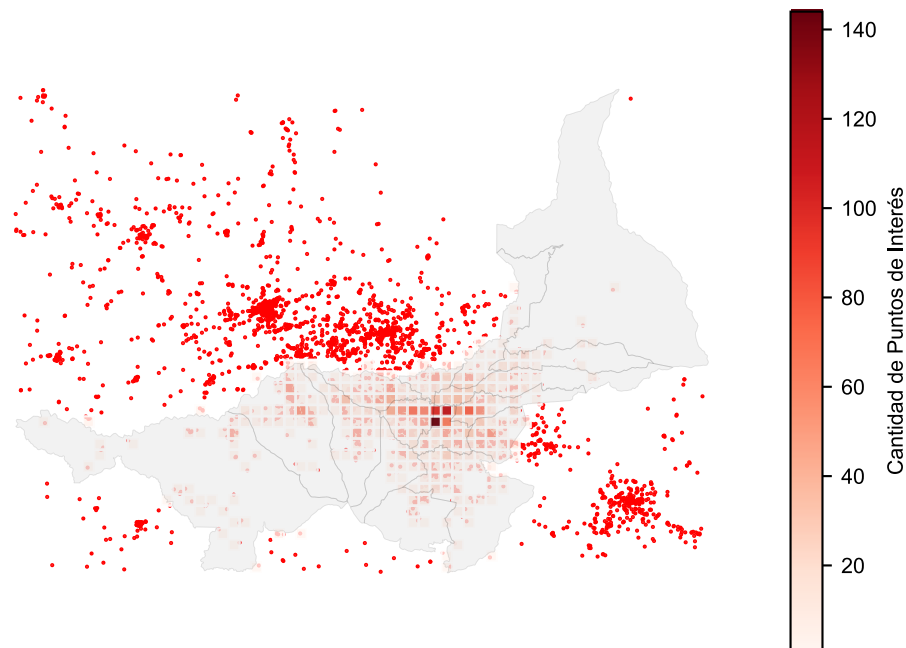


Fuente: Elaboración propia en base al INEC de Costa Rica.

<sup>6</sup> <https://municipalidad-de-san-jose-msjcr.hub.arcgis.com/>.

La infraestructura candidata para instalar posibles estaciones de recarga fue obtenida desde OpenStreetMap. La distribución de los puntos de interés (POIs) candidatos para convertirse en infraestructura de recarga de vehículos eléctricos se presenta en el mapa 2. En este mapa, se presenta la ubicación geográfica de los centros de cada POI representada por los puntos en rojo y la cantidad de POIs por grilla cuya intensidad se encuentra descrita en la leyenda. Estas grillas corresponden a las divisiones territoriales de 1 kilómetro cuadrado en las cuales se dividió la zona de estudio y para las cuales se estimará la demanda eléctrica.

**Mapa 2**  
**Cantidad de Puntos de Interés (POIs) en San José, Costa Rica**

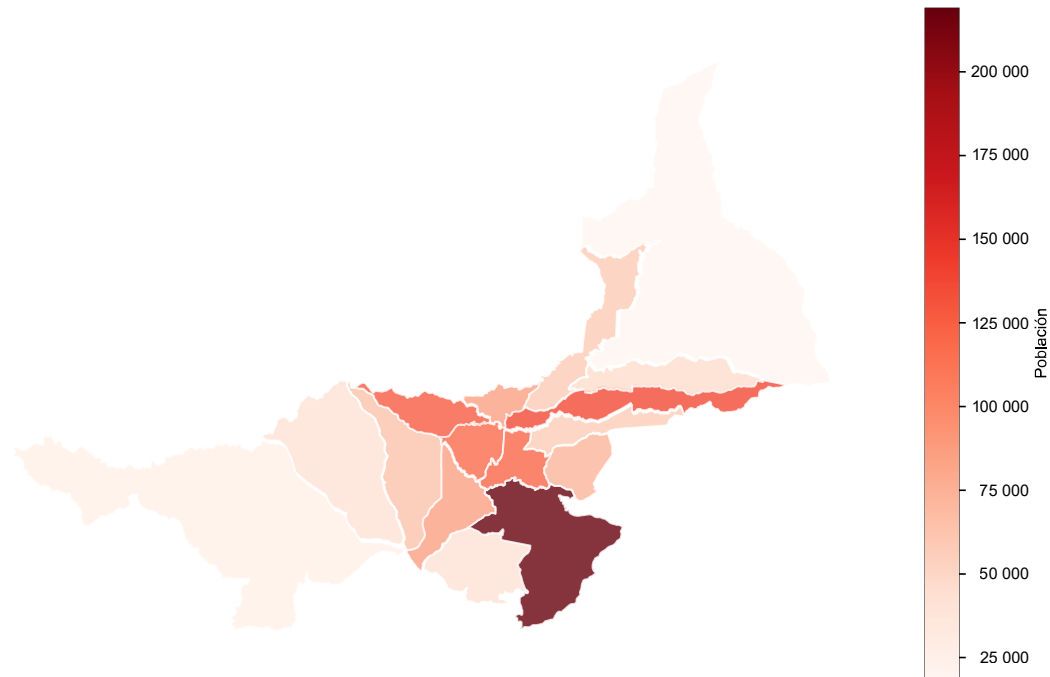


Fuente: Elaboración propia.

Se observa que la zona céntrica de la ciudad entre las ciudades de San José, Alajuelita y Aserrí, concentran una mayor cantidad de puntos de interés mientras que las zonas más alejadas de estas zonas contienen menores puntos de interés.

Por otra parte, la distribución de la población por cantones y grillas se presenta en el mapa 3. Esta vez la distribución de la población se presenta a nivel de cantones en la región de estudio y la cantidad de población se presenta según la intensidad de la leyenda.

**Mapa 3**  
Distribución de población entre cantones de la provincia de San José



Fuente: Elaboración propia.

## B. Transporte público: rutas y cantidad de buses

De acuerdo con los análisis del Plan Integral de Movilidad Urbana Sostenible (PIMUS) en 2017 existían en el Gran Área Metropolitana (GAM) 252 rutas de buses, centralizadas en su mayoría en el sentido centro-periferia, servidas por 41 empresas y 1.842 buses.

Es importante notar que existe un antecedente de un proyecto ejecutado por el PNUMA para introducir los buses eléctricos en el Área Metropolitana de San José, Costa Rica<sup>7</sup>. En el cuadro 3 se presenta un resumen del alcance de los estudios desarrollados en este proyecto.

**Cuadro 3**  
Resumen de estudios y resultados del proyecto "Dando el salto a la movilidad eléctrica"

Estudio	Datos	Salidas
1. Análisis y mitigación de barreras para el despliegue de autobuses eléctricos en Costa Rica	Proyectos piloto de autobuses eléctricos Hoja de ruta de adopción acelerada de movilidad eléctrica	Barreras y medidas de mitigación de introducción de buses eléctricos Líneas de acción para las acciones de mitigación encontradas Recomendaciones y estado de avance
2. Elección de rutas basado en consumo de energía para el despliegue inicial de buses y su potencial de escalamiento, San José, Costa Rica	Distribución de antigüedad de autobuses en Costa Rica Rutas georreferenciadas en el AMSJ Histograma y mapa de velocidades del transporte público en el AMSJ Características técnicas de buses modelados	Mapa de rutas para distintas autonomías y escenarios Tasa de consumo (kWh/km) para distintos buses modelados Autonomías y estadísticas de las 152 rutas analizadas

<sup>7</sup> MINAE Proyecto Dando el Salto a la movilidad eléctrica.

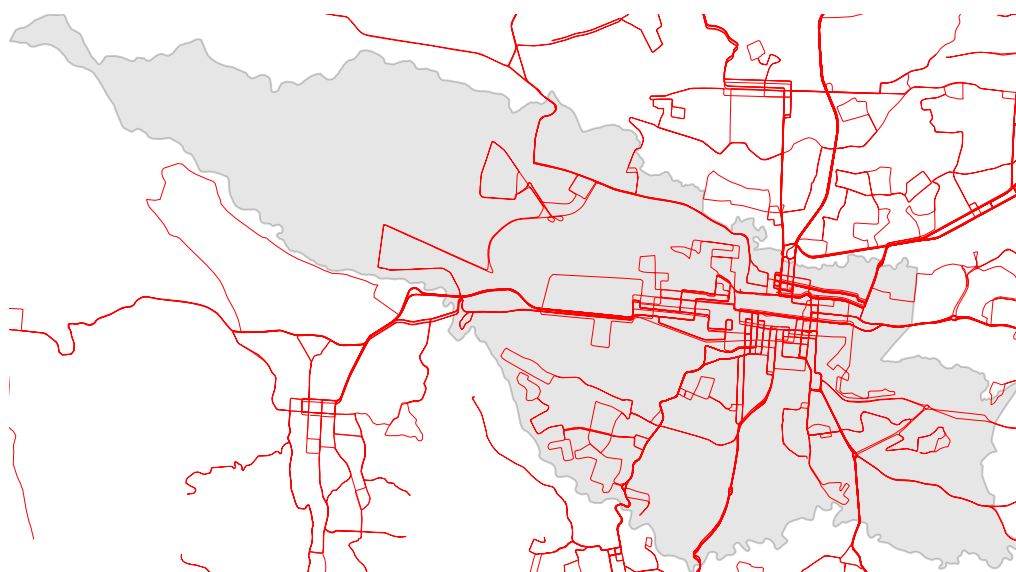
Estudio	Datos	Salidas
3. Especificaciones técnicas para buses eléctricos y sus sistemas de recarga en el Área Metropolitana de San José, Costa Rica	Distribución de antigüedad de autobuses en Costa Rica Rutas georreferenciadas en el AMSJ Características de buses modelados Consumos de energía de un bus eléctrico Comparación normativa constructiva de buses Crecimiento de la flota de vehículos eléctricos en Costa Rica entre 2011 y 2020 Mapa de centros de recarga pública de vehículos eléctricos livianos	Especificaciones técnicas para buses eléctricos Especificaciones técnicas para la infraestructura de carga Consideraciones constructivas para la infraestructura de carga
4. Evaluación de resultados, lecciones aprendidas y provisión de recomendaciones técnicas para el despliegue de buses eléctricos	Rutas y ramales modelados por el proyecto "Leapfrogging to electric buses in Costa Rica" Distribución de antigüedad de autobuses en Costa Rica Resultados de la modelación de buses eléctricos de batería en rutas de la AMSJ. Datos de operación (buses y kilómetros promedio por día) validados por ramas Datos de operación (buses y kilómetros promedio por día) validados por ramal (obtenidos desde CTP)	Costo total de propiedad a 15 años de los 20 ramales evaluados (\$ USD) Distribución del costo total de propiedad a 15 años de los 20 ramales evaluados (\$ USD) Costo total de propiedad por kilómetro y por ramal (\$ USD) Comparación del costo total de propiedad a 15 años, escenario COVID-19 disminución de la oferta en 30% (\$ USD)
5. Reporte de Jornadas virtuales: Fortalecimiento de capacidades para la transición hacia el transporte público	Reporte informativo de taller realizado para transición a transporte público	
6. Apoyo al Marco Nacional de Cualificaciones	Reporte informativo estándares de cualificaciones y talleres	
7. Desarrollo de una propuesta de estructura financiera	Barreras para la incorporación de buses eléctricos en el Área Metropolitana de San José Modelos de negocios y mecanismos de financiamiento para la incorporación de buses eléctricos Riesgos de ingresos y costos en la operación de buses eléctricos y mecanismos de mitigación Análisis de modelos de negocio y mecanismos de financiamiento en el actual y futuro sistema de transporte público de AMSJ	Modelo de negocio del AMSJ según el grado de separación vertical Situación futura: renovación de concesiones y políticas públicas de modernización Resumen de los componentes del modelo de negocio y mecanismos de financiamiento presentes en sistema de transporte público del AMSJ Evaluación del Costo Total de Propiedad con distintas alternativas de financiamiento y análisis de sensibilidad Análisis de riesgos de la incorporación de buses eléctricos en el AMSJ
8. Propuesta de Plan Nacional para la Innovación en torno a la Movilidad Eléctrica	Reporte que describe propuestas para fortalecer y articular actores e instrumentos relacionados a la innovación de movilidad eléctrica y consolidar un nivel adopción de electromovilidad	
9. Plan Nacional de Innovación en Electromovilidad	Despliegue de la movilidad eléctrica en Costa Rica hasta 2020 (MINAE) Comportamiento de la importación de vehículos y tasa de crecimiento del PIB 2005-2016 (GFEI) Parque vehicular de Costa Rica (ONU, Ambiente 2016) Estimación de la composición de las importaciones de vehículos livianos en Costa Rica de acuerdo con el Plan Nacional de Descarbonización Porcentaje y cantidad de Vehículos Eléctricos 2035(%)	Inversión anual en Vehículos Eléctricos y centros de carga públicos a 2035 (USD/año) Demanda eléctrica por recarga de vehículos livianos (USD/año) Actividad económica directa asociada a metas del Plan Nacional de Descarbonización (USD/año) Actividad económica en electromovilidad respecto del PIB por cumplimiento metas de vehículos livianos del Plan Nacional de Descarbonización Propuesta de componentes para un Plan Nacional para de Innovación en torno a la Movilidad Eléctrica

Estudio	Datos	Salidas
10. Guía de autoevaluación para la electrificación de los buses de transporte público en Áreas Metropolitanas de América Latina	Evaluación del modelo de negocio de transporte público presente en Costa Rica	Análisis cuantitativo: estimación del Costo total de propiedad

Fuente: Elaboración propia en base a Proyecto Dando el Salto a la movilidad eléctrica.

La información de rutas de autobuses fue obtenida desde el sitio web de ARESEP en su sección de datos abiertos<sup>8</sup>. La información disponible fue publicada el 07 de noviembre de 2019 según el mismo sitio web, es actualizada en forma anual y muestra la información sobre los recorridos por los ramales de las rutas de autobús. Se dispone de 1.099 registros de rutas de buses con el código CTP, distritos y cantones de inicio, extensión de ruta en kilómetros y el operador. Los terminales de buses no se encontraron disponibles por lo que se asumió que la demanda de cada bus estará concentrada en la subestación eléctrica más cercana al punto de inicio de su ruta. La distribución de las rutas se presenta en el mapa 4. En color rojo se encuentran las rutas de buses y en color gris de fondo la ciudad de San José.

**Mapa 4**  
**Rutas de buses en San José**



Fuente: Elaboración propia en base a rutas obtenidas desde ARESEP.

Dentro de las metas para lograr una economía descarbonizada para el año 2050, se establecieron las siguientes medidas dentro de la visión de transformación:

- En 2035 el 30% de la flota de transporte público será cero emisiones y el Tren Eléctrico de Pasajeros operará 100% eléctrico.
- En 2050 el sistema de transporte público (Buses, Taxis, Tren Eléctrico de Pasajeros), operará en forma integrada y sustituirá al automóvil particular como la primera opción de movilidad para la población en la GAM.
- En el 2050 el 85% de la flota de transporte público será cero emisiones.
- En el 2050 se habrán consolidado Ciudades Compactas en principales zonas urbanas de la GAM y principales ciudades secundarias del país, con incremento de un 10% en los desplazamientos en modos no motorizados.

<sup>8</sup> <https://aresep.go.cr/datos-abiertos/rutas-autobuses/>.

Dentro de las acciones de cambio específicas (2018-2022), se señalan:

- Modernizar el transporte público y crear un sistema integrado intermodal: esto requiere reorganizar las rutas de transporte público, modernizar el esquema de concesiones incentivando un servicio eficiente y descarbonizado, establecer un sistema de pago electrónico eficiente en conjunto con medidas que promuevan la intermodalidad (como estaciones intermodales), diseñar y ajustar los horarios de prestación de servicios de transporte público, avanzar en la construcción del tren eléctrico que conecte Cartago, San José, Heredia y Alajuela y licitar su concesión.
- Promover la descarbonización del sector transporte público a través de la electrificación y adopción de tecnologías cero emisiones: mantener pilotos de buses eléctricos en al menos 2 rutas, diseñar un esquema tarifario adecuado al uso de nueva tecnología en transporte público, de manera que asegure la asequibilidad de las tarifas, diseñar alternativas de financiamiento e incentivos para pruebas de concepto a nivel de empresas de transporte, identificar y evaluar las mejores opciones para electrificar la flota de taxis, entre otros.
- Fomentar esquemas de desarrollo urbano bajo en emisiones mediante la integración del enfoque de "desarrollo orientado al transporte" en instrumentos de planificación y gestión del territorio: implementar prácticas de desarrollo orientado al transporte en municipalidades, revisar y alinear los Planes Reguladores, otras herramientas de gestión del territorio, de manera que promuevan el desarrollo orientado al transporte y bajo en emisiones, fomentar modelos de ciudad densos y compactos, promover densificación y compacidad de cantones en torno al tren eléctrico, implementar medidas de gestión de demanda (restricciones vehiculares a cascos urbanos del GAM, promover políticas de estacionamiento en vía pública).

Para el período de inflexión (2023-2030) se ha propuesto:

- Profundizar la modernización del transporte público: diseñar e implementar planes iniciales de modernización, optimización e integración de transporte público en rutas interurbanas y en otras rutas de ciudades intermedias fuera del GAM.
- Implementar plan transformativo para escalar transporte público urbano cero emisiones en base a los aprendizajes y experiencias adquiridos hasta el momento.
- Fomentar un piloto de buses rurales eléctricos.
- Innovar y crear capacidades de integración y gestión para un sistema intermodal de calidad y explorar la creación de una Autoridad de Transporte Urbano ("Urban Transport Authority").
- Intensificar actuaciones en Movilidad Sostenible y diseño de planes, propuestas y pilotos en otros cantones del GAM y otras ciudades intermedias.
- Diseñar e implementar estrategia de financiamiento a escala, aprovechando liderazgo internacional en descarbonización y transporte sostenible para consolidación de fondo para las acciones disruptivas en transporte cero emisiones.

Para el período de despliegue masivo (2031-2050) se busca:

- Consolidar modelos de ciudades resilientes y orientadas a cero emisiones: compactas, orientadas al transporte público y a usos no motorizados.
- Desplegar proyectos a escala, cero emisiones, en transporte público y movilidad compartida: flotas de buses, taxis, tren dentro y fuera del GAM.
- Adaptación a retos demográficos (considerar las implicaciones de tener una población que envejece y requiere modalidades específicas de transporte).
- Ejecutar con flexibilidad ante nuevos modelos de negocio y otros cambios disruptivos.

Respecto a las características técnicas de los buses para transporte público que podrían ser potencialmente adoptados en la ciudad de San José, de acuerdo con estudios previos, la tasa de consumo o rendimiento depende de la cantidad de pasajeros y el uso de aire acondicionado (AC) según lo presentado en el siguiente cuadro:

**Cuadro 4**  
Tasas de rendimiento promedio obtenidos para distintas condiciones de carga de pasajeros

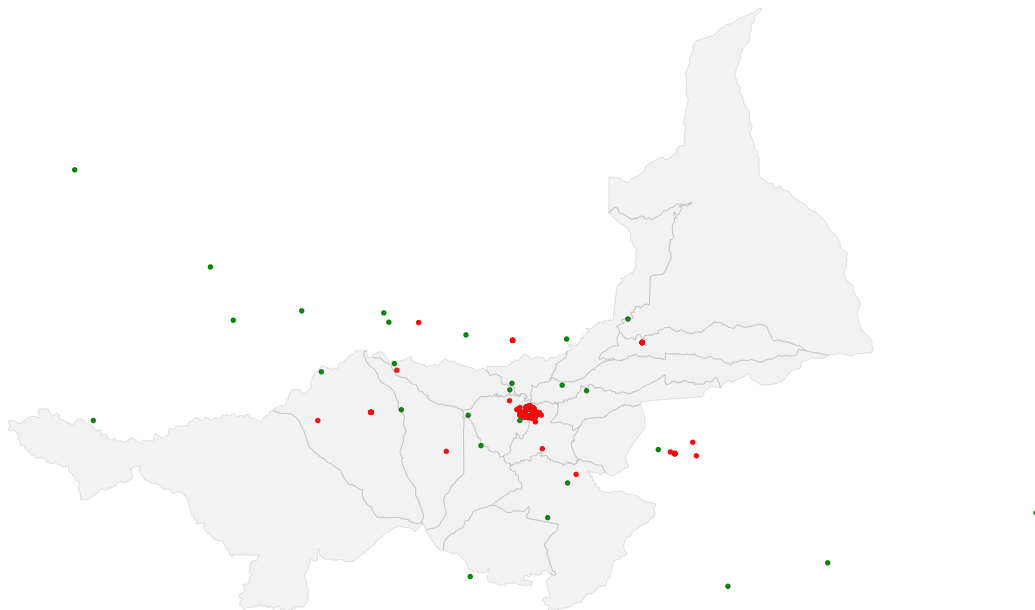
Escenario	Bus 1	Bus 2
50% de carga de pasajes sin AC	1,27	1,31
50% de carga de pasajeros con AC	1,61	1,63
100% de carga de pasajeros sin AC	1,72	1,74
100% de carga de pasajeros con AC	1,77	1,78

Fuente: Obtenido desde el proyecto Leapfrogging to e-buses in Costa Rica, "Evaluación de resultados, lecciones aprendidas y provisión de recomendaciones técnicas para el despliegue de buses eléctricos".

Los buses modelados en el estudio anterior varían principalmente en la potencia máxima de la batería (300 kW para el Bus 1 y 350 kW para el Bus 2), la capacidad de almacenamiento (277 kWh para el Bus 1 y 324 kWh para el Bus 2) y la potencia del cargador (80 kW para el Bus 1 y 150 kW para el Bus 2).

La información de las terminales de buses y las estadísticas del recorrido de cada ruta fue provista por el MOPT donde se cuenta con un total de 14.791 buses con 240 ramales y un promedio de 62 buses por ruta. La ubicación relativa de los terminales de buses (en rojo) y las subestaciones eléctricas (en verde) se presenta en el mapa 5. La subestación eléctrica que alimenta cada terminal de bus fue determinada en base a su distancia.

**Mapa 5**  
Ubicación de terminales de buses (en rojo) y subestaciones eléctricas (en verde)



Fuente: Elaboración propia.

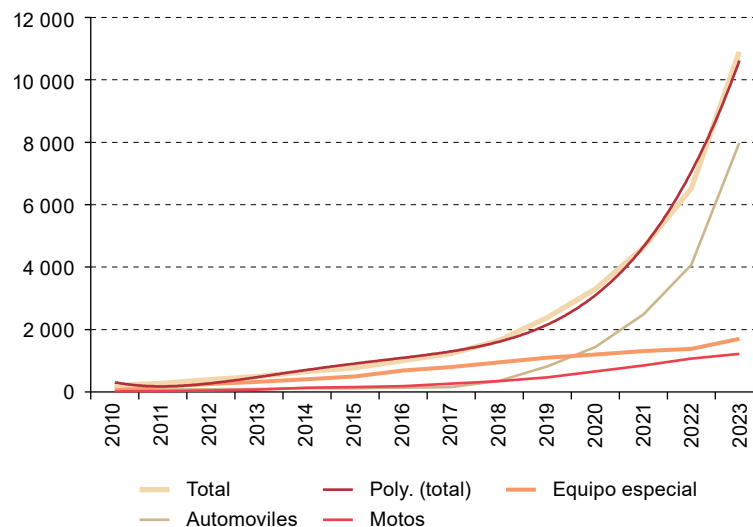
## C. Transporte particular: proyecciones de crecimiento de vehículos al 2030 y 2050 para San José

El crecimiento del parque vehicular en Costa Rica, así como en muchos países de la región, ha resultado en una fuerte dependencia de hidrocarburos importados. En un periodo de veinte años (1996-2016), el país aumentó sus compras de barriles de petróleo desde seis millones a poco más de 20 millones, lo que generó un incremento costoso en la factura petrolera y en las emisiones de GEI asociadas.

Por su parte, la flota de transporte particular consume el 50% del total de energía utilizada en el sector transporte, a pesar de que el transporte colectivo, que transporta a más personas, solo representa el 10,13%. Este alto consumo de combustibles fósiles no solo contribuye a la carbonización del país, sino que también afecta la calidad del aire. Los niveles de partículas de material particulado (PM) 2.5 exceden las recomendaciones internacionales, y los niveles de dióxido de nitrógeno (NO<sub>2</sub>) en el Gran Área Metropolitana superan los límites establecidos por la Organización Mundial de la Salud en muchos puntos de medición.

El MINAE es la entidad que publica información acerca de la cantidad de vehículos eléctricos en el país. Esta información proviene del Registro Nacional de la Propiedad. El siguiente gráfico presenta la evolución de la cantidad de vehículos eléctricos particulares.

**Gráfico 3**  
Evolución de cantidad de vehículos eléctricos particulares en Costa Rica  
(En unidades)



Fuente: MINAE desde Registro Nacional de la Propiedad.

En el gráfico anterior, el término "Vehículo" se refiere a un automóvil de uso diario con placa, "Motos" incluye motos y bicimotos con placa, y el término "Equipo especial" incluye carros de golf, cuadríciclos, montacargas, carros de trabajo, todos con placa.

A diciembre del año 2023, existe un total de 12.256 vehículos eléctricos acumulados según el Registro Nacional publicado por el MINAE. El grupo de mayor incremento y participación de vehículos eléctricos corresponde al segmento de automóviles de uso diario con un total de 9.451 unidades. Respecto a los buses eléctricos, se reportan 4 unidades. Dentro de estas unidades, existen tres unidades que circulan entre Liberia y el aeropuerto en Guanacaste.

El Plan de Descarbonización señala que los vehículos ligeros a cero emisiones, abastecido de energía renovable, no de origen fósil, tiene la siguiente visión de transformación:

- Hacia 2025 se estabilizará el crecimiento de flota de motocicletas y se adoptarán estándares para migrar a una flota cero emisiones.
- En 2035, un 30% de la flota de vehículos ligeros—privados e institucionales será eléctrica. En 2050, el 95% de la flota— será de cero emisiones.
- Al 2050 se habrán consolidado nuevos modelos y esquemas de movilidad compartida.
- Al 2050 el país contará con una extensa red de recarga eléctrica a lo largo del país y con infraestructura complementaria para tecnologías cero emisiones (ejemplo, estaciones de hidrógeno).

Para impulsar esta visión, se han establecido las siguientes acciones de cambio para el período de etapa inicial:

- Acelerar la transición de la flota de vehículos hacia tecnología cero emisiones: mediante el Plan Nacional de Transporte Eléctrico, impulso a centros de recarga rápida, adquisiciones para instituciones públicas, impulsar implementación de Acuerdo Sectorial de Reducción de Emisiones del Sector Transporte, consolidar programas para la reparación y mantenimiento de vehículos cero emisiones Consolidar “Red de Carga Rápida” para transporte eléctrico a través de centros de recarga rápida distribuidos en todo el país.
- Mejorar eficiencia de flota de combustión: a través de la incorporación de entre 5%-10% de etanol en ambas gasolinas, hoja de Ruta para producción y uso de biodiésel, eco-etiquetado de eficiencia de vehículos diseñado, diseñar mecanismos de financiamiento para la transición energética, entre los cuales se incluyan facilidades a nivel bancario y de seguros para tecnologías cero emisiones, definir una “hoja de ruta” para implementación de modelo de chatarrización de vehículos y esquema de negocios, diseñar una hoja de ruta para la gestión eficiente de las baterías de los vehículos eléctricos al final de su ciclo de vida (analizar posibles modelos de negocio bajo enfoque de economía circular).

Para el período de inflexión se establecen:

- Impulsar paridad de precio (vinculado con reforma fiscal verde y estrategias de precio al carbono) e implementar políticas para desincentivar y reducir la compra y el uso de vehículos de combustión interna, hacia una meta de cero ventas de esta tecnología.
- Fortalecer el despliegue masivo de una red eléctrica inteligente “smart grid” para extraer valor y mejorar precios por almacenamiento, y manejo de demanda.
- Masificar planes de financiamiento y seguros favorables a la compra de vehículos cero emisiones, incluyendo usos comerciales (por ejemplo, taxis).
- Establecer normativa para que las adquisiciones de vehículos livianos del Estado sean eléctricos o cero emisiones.
- Implementar programas para impulsar un mercado atractivo de adopción temprana de tecnologías cero emisiones, esto con el fin de atraer ensambladoras al país.
- Masificación de programas sectoriales de electrificación, por ejemplo: turismo y flotas comerciales.

Finalmente, para el período de despliegue masivo se ha establecido:

- Consolidar el proceso de escalamiento de adopción de la tecnología: dentro de donde se considera que existe una oferta amplia de vehículos eléctricos, información amplia para usuarios, sistemas de soporte tales como taller, puestos de recarga, y sistemas bancarios para compra de vehículos cero emisiones como un producto convencional.

Considerando la evolución de la población y la cantidad de automóviles por persona, se estima la cantidad de vehículos particulares presentada en el siguiente cuadro:

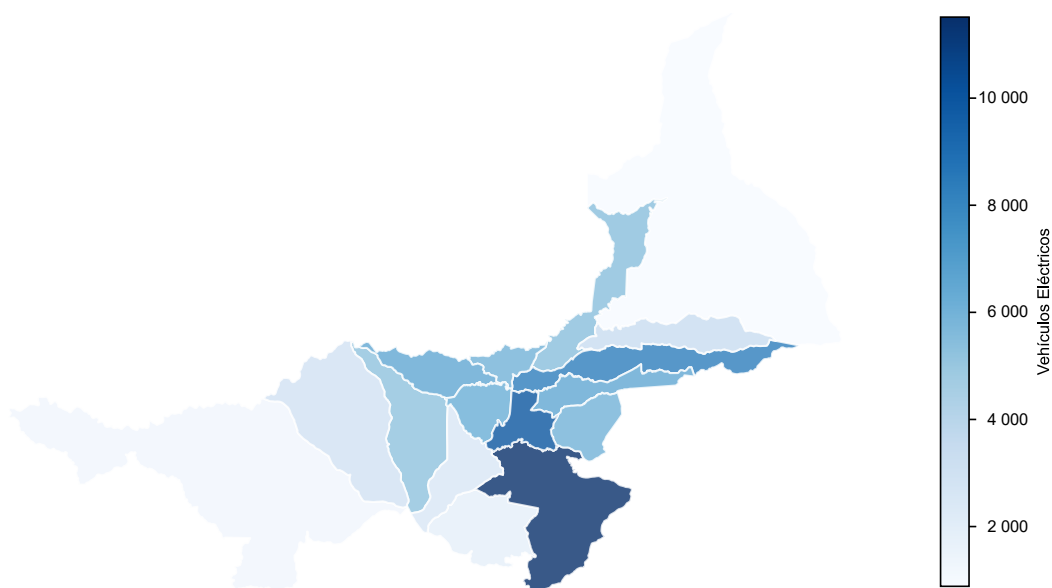
**Cuadro 5**  
**Estimación de cantidad de automóviles**  
(En unidades)

Cantón	Población 2030	Población 2050	Automóviles 2030	Automóviles 2050
Alajuelita	90 085	105 445	8 372	9 799
Aserrí	66 261	77 559	6 192	7 247
Curridabat	78 980	92 447	19 993	23 402
Desamparados	259 346	303 565	38 379	44 922
Escazú	19 805	23 181	17 597	20 597
Goicoechea	146 899	171 945	27 767	32 501
Montes de Oca	59 894	70 106	21 672	25 367
Mora	35 971	42 104	4 242	4 965
Moravia	66 215	77 505	18 051	21 129
San José	391 845	458 656	75 710	88 619
Santa Ana	64 518	75 518	9 741	11 402
Tibás	82 935	97 075	20 063	23 484
Vázquez de Coronado	74 590	87 308	14 391	16 845
Total	1 437 344	1 682 414	282 170	330 279

Fuente: Elaboración propia.

La distribución espacial de los vehículos eléctricos se puede observar gráficamente para el año 2030 en el mapa 6. La leyenda presenta la cantidad de vehículos eléctricos por cantón de acuerdo con la intensidad del color. Se puede ver que el cantón San José y Desamparados presentan la mayor cantidad de vehículos eléctricos esperados para el año 2030.

**Mapa 6**  
**Distribución de Vehículos Eléctricos para el año 2030**



Fuente: Elaboración propia.

## D. Sistema eléctrico: demanda proyectada y modelamiento de la generación y transmisión para San José

Como ya se ha mencionado, Costa Rica es un país que destaca por su matriz energética proveniente de fuentes renovables. De acuerdo con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), la matriz eléctrica está compuesta en casi un 90% por fuentes renovables según el informe mensual de Generación y Demanda de septiembre de 2023<sup>9</sup>.

La capacidad instalada de las fuentes de energía de su matriz eléctrica es hidroeléctrica (68,12%), eólica (11,21%), termoeléctrica (10,94%), geotérmica (2,04%), biomasa (2,04%) y solar (0,16%) conformando un total de 3.482 MW. De la capacidad instalada, el ICE dispone de un 68% de plantas propias y de un 18% de plantas contratadas a generadores privados independientes. Las empresas distribuidoras operan plantas que alcanzan el 14% de la capacidad instalada. El uso de la generación térmica ha sido intermitente históricamente debido a períodos de sequías, introducción de nuevas tecnologías como eólica y geotérmica, entre otros.

Respecto al suministro de energía a consumidores, la distribución y comercialización está a cargo de ocho empresas de servicio público: ICE, CNFL, Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), y las cooperativas de electrificación rural de Guanacaste, San Carlos, Los Santos y Alfarero Ruiz (COOPEGUANACASTE, COOPELESCA, COOPESANTOS y COOPEALFARO). El tipo de consumidores se puede dividir en residenciales (41%), general (35%), industriales (18%), alta tensión (4%) y alumbrado público (2%).

La demanda mensual varía entre los 915 GWh y los 1.500 GWh para los meses del año 2022 hasta septiembre 2023, teniendo un crecimiento acumulado de un 3,12%. La demanda máxima suele estar en el rango de los 1.790 MW (enero) a 1.870 MW (mayo)<sup>10</sup>. El crecimiento de la demanda desde 1990 a 2006 fue de un promedio anual de 5,5%, mientras que en los últimos 15 años el crecimiento se desaceleró (debido a la recesión mundial y la pandemia del COVID-19). Además de estos factores, se encuentran los cambios en patrones de consumo, incentivos de eficiencia energética impulsados por los gobiernos y cambios en la matriz de producción del país. En el año 2021, la demanda recuperó su crecimiento llegando a un 4,6% con respecto al año anterior.

La proyección de demanda se estima considerando cuatro sectores de consumo: residencial, general, industrial y alumbrado público. Esta demanda considera estimaciones de variables macroeconómicas y demográficas, además de supuestos de evolución de generación distribuida y electromovilidad. Con lo anterior, se deriva la demanda eléctrica de los sectores de consumo usando una combinación de modelos de simulación para el corto y largo plazo que utilizan modelos predictivos y basados en inteligencia artificial<sup>11</sup>.

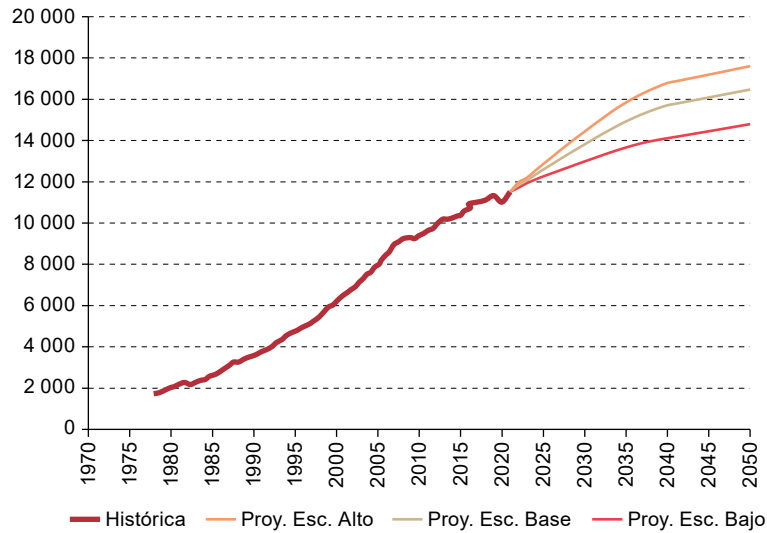
Esta metodología determina una proyección media de demanda en el largo plazo de un 1,6% en energía y un 1,3% en potencia donde la demanda en energía corresponde al valor total anual de energía en GWh y la demanda en potencia corresponde a la máxima potencia esperada en el año expresada en MW. En el gráfico 4 y en el gráfico 5 se presenta la demanda eléctrica anual histórica y proyectada a partir de las proyecciones realizadas por el ICE. Para el rango de años entre 2040 y 2050 se utilizó la tasa de crecimiento de las proyecciones del último año.

<sup>9</sup> Disponible en Informes Mensuales ICE.

<sup>10</sup> Datos históricos y en tiempo real en Apps Grupo ICE.

<sup>11</sup> Más detalles en Proyecciones de demanda eléctrica ICE.

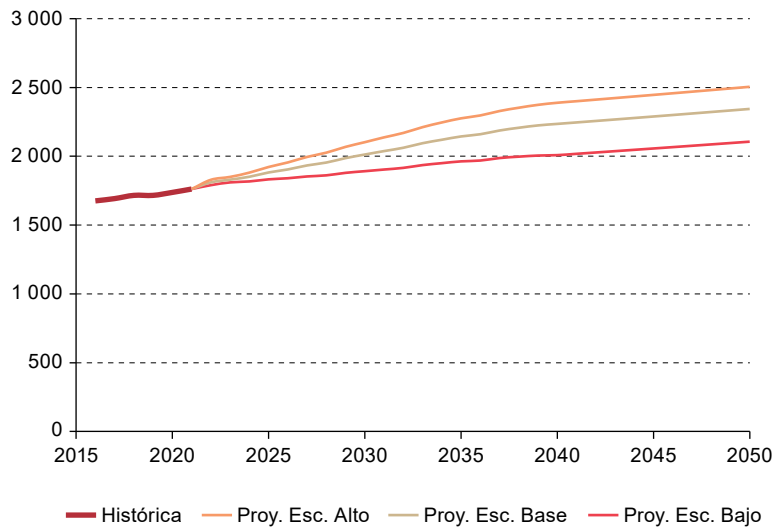
**Gráfico 4**  
**Demanda de energía eléctrica anual histórica y proyectada**  
*(En GWh)*



Fuente: ICE, Proyección de la demanda.

Nota: El intervalo 2041-2050 ha sido proyectado considerando la misma tasa de crecimiento del último año disponible de la proyección de demanda.

**Gráfico 5**  
**Demanda de potencia máxima (capacidad) anual histórica y proyectada**  
*(En MW)*



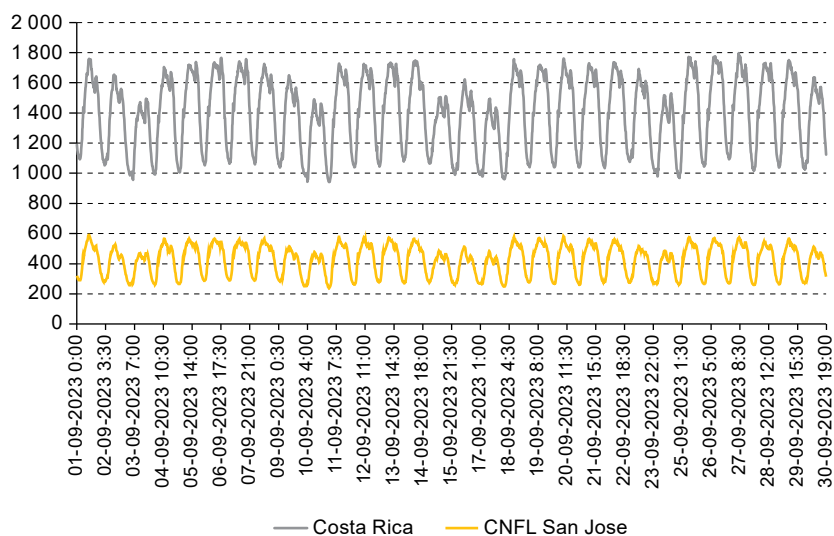
Fuente: ICE, Proyección de la demanda.

Nota: El intervalo 2041-2050 ha sido proyectado considerando la misma tasa de crecimiento del último año disponible de la proyección de demanda. No se cuenta con datos disponibles previo al año 2015.

El perfil de demanda eléctrica fue proporcionado por CNFL para el mes de septiembre de 2023 para sus subestaciones de suministro con una resolución de 15 minutos. Estas subestaciones son: Alajuelita, Barva, Belén, Caja, Colima, Curridabat, Desamparados, Escazú, El Este, Guadalupe (subterráneo y aérea), Heredia, Lindora, Primer amor, Sabanilla, San Miguel, Ángeles, Uruca, Coronado, Anonos e Higuito. El

perfil se presenta en el gráfico 6 en amarillo y en color gris se presenta la demanda total real registrada del SCADA de la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE) en el mismo período para Costa Rica. Esta última demanda fue obtenida desde el sitio web de ICE.

**Gráfico 6**  
**Demanda eléctrica convencional (sin electromovilidad) con resolución horaria**  
**para un mes tipo (septiembre 2023) en San José y Costa Rica**  
 (En MW)



Fuente: Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) y grupo ICE.

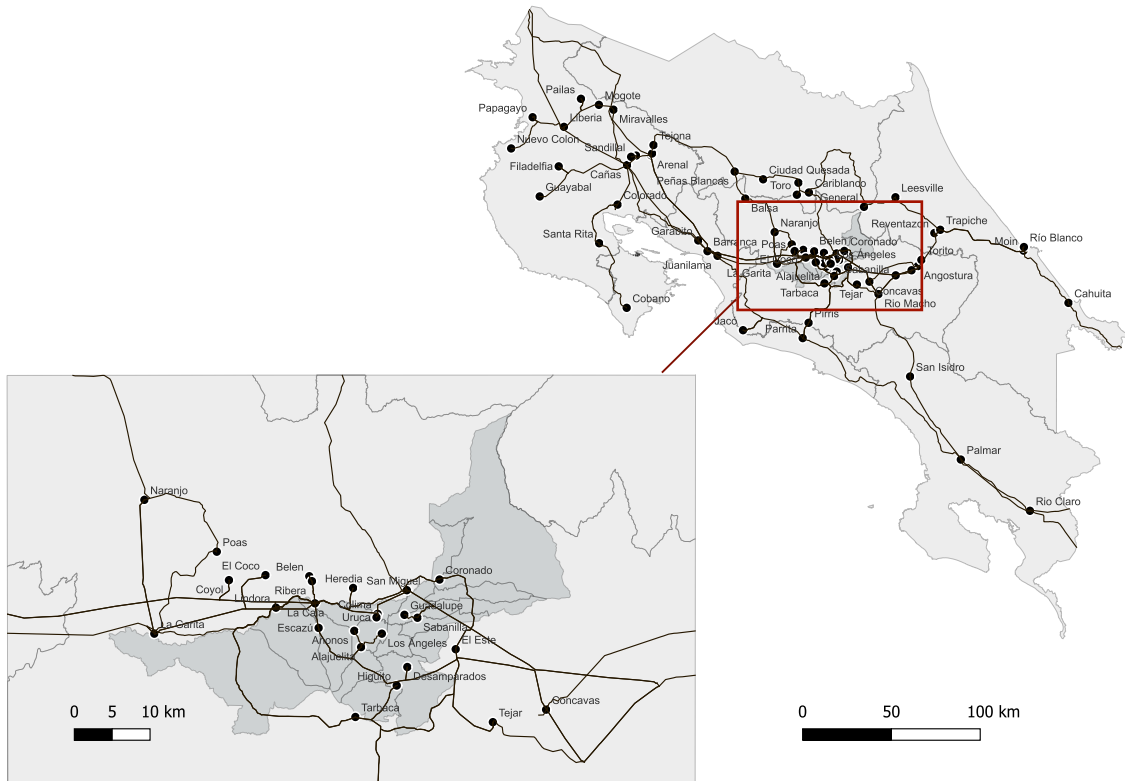
El sistema de transmisión abarca desde Peñas Blancas hasta Paso Canoas, las cuales se encuentran en la frontera con Nicaragua y Panamá respectivamente. En octubre del 2014 entró en operación el último tramo de la línea SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central), que une los seis países de la región centroamericana (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá). El sistema de transmisión está conformado por cerca de 3.000 kilómetros de líneas de transmisión, donde aproximadamente 2.378 km corresponden a enlaces en 230 kV (kilovoltios) y 608 km a enlaces de 138 kV<sup>12</sup>.

El sistema de 230 kV permite el transporte de grandes bloques de energía desde la zona norte a los centros de consumo. El nivel de tensión de 138 kV se ubica principalmente en la zona central y la península de Nicoya. La electricidad generada en el norte de Costa Rica se transporta a través de cuatro corredores de líneas de 230 kV, que incluyen la línea SIEPAC.

El modelo para la simulación de la operación eléctrica de Costa Rica es un modelo que consta de 390 nodos, 108 generadores y 226 líneas de transmisión. Este modelo fue obtenido a partir de la base de datos para la planificación del sistema que utiliza el ICE. La ubicación geográfica de las subestaciones fue complementada a partir de la información publicada por el mismo organismo. En el mapa 7, los círculos negros representan las subestaciones eléctricas y las líneas negras representan las líneas de transmisión.

<sup>12</sup> A diciembre de 2021.

**Mapa 7**  
**Sistema de transmisión de Costa Rica**



Fuente: Elaboración propia.

El dimensionamiento y planificación de la red a cargo del ICE, se realiza de forma centralizada a fin de maximizar el beneficio social y considerando las necesidades de los clientes.

El Plan de Expansión de Transmisión (PET) para el periodo 2021-2031, publicado en mayo de 2021, cuenta con un cronograma actualizado de la entrada en operación de las obras de transmisión en el periodo comprendido entre junio 2019 a mayo de 2021. A partir de los estudios técnicos elaborados durante el periodo 2021 y 2031 se determinó que los proyectos de transmisión que resultan prioritarios para asegurar la suficiente capacidad de transporte consideran:

- Incremento de capacidad de transporte de líneas de 138 kV y 230 kV.
- Anillo de Miravalles (2025).
- Refuerzo de Transmisión de Península de Nicola (2025).
- Refuerzo de Transmisión Norte-Centro (2030).
- Refuerzo de Transmisión Zona Norte (2030).
- Refuerzo de Transmisión de Anillo de Orosí (2030).

Estas obras contemplan una inversión total anual de 78 millones de dólares para el período 2021-2025 y una inversión de 144 millones de dólares para el período de 2026 y 2031.

El siguiente cuadro presenta el análisis de las obras de la actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2021-2031 junto con la relación al área de estudio. Estas obras han sido analizadas e incluidas en la modelación del sistema eléctrico para la estimación de las inversiones. Por lo tanto, los refuerzos que se determinarán a partir de los resultados de las simulaciones son adicionales a estas obras planificadas. En la tabla, el término "MVA" se refiere a mega voltamperio.

**Cuadro 6**  
**Plan de Expansión de Transmisión de Costa Rica**

Proyecto	Nombre	Tensión	Detalle	Nota
Tejona	Tejona-Ampliación #3	230	Ampliación de la subestación para conectar el transformador (6-02), (55 MVA), proveniente de ST Arenal	Fuera de AMSJ
Reemplazo de transformadores basados en su condición	Coronado	230	Instalación del Transformador #2-230 / 34,5 / 13.8, 45 MVA BID CCLIP 2747	En Frontera de AMSJ
Incremento de la capacidad de transporte	Lindora-La Caja #2	230	Incremento de la capacidad de transporte de 380 MVA a 423 MVA. Capacidad estado estable día 423 MVA, estable noche 494 MVA, emergencia día 548 MVA, emergencia noche 651 MVA	En Frontera de AMSJ. Se incorpora aumento de capacidad del circuito 2
Incremento de la capacidad de transporte	Garita-Lindora	230	Incremento de la capacidad de transporte de 470 MVA a 528 MVA. Capacidad estado estable día 528 MVA, estable noche 627 MVA, emergencia día 607 MVA, emergencia noche 728 MVA	Fuera del AMSJ. Se incorpora debido a la cercanía con la red urbana
UAT Florida Bebidas	Belén-Ampliación #4	230	Módulo para conexión del UAT y transformador 15/20 MVA	-
Interconexión CoopeGuanacaste	Guayabal	69	Construcción del módulo de baja tensión del transformador 138 / 69 kV	Fuera del área del AMSJ y no afecta el análisis en subtransmisión
Interconexión CoopeGuanacaste	Guayabal	69	Sustitución del transformador 1-97, 138/24,9 kV 30 MVA, por uno nuevo 138/69 kV 45 MVA. BID CCLIP 2747	Fuera del área del AMSJ. Se agrega
Interconexión CoopeGuanacaste	Nuevo Colón-Ampliación #1	230	Ampliación de la subestación para instalar un transformador 230/69-34,5/13,8 kV, 60 MVA. BID CCLIP 2747	Agregada la capacidad ampliada
Interconexión CoopeGuanacaste	Nuevo Colón-Ampliación #1	230	Ampliación de la subestación para la construcción del módulo de baja tensión del transformador 230/69 kV	Agregada la capacidad ampliada
Anillo Sur	Higuito-El Este-(Circuito Pirrís-Tejar)	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 345 MVA. Longitud aproximada de 13,8 km. Un circuito	En Frontera de AMSJ. Agregado
Anillo Sur	Río Macho-San Miguel-Ampliación#3 (Circuito El Este-Tejar)	230	Reconstrucción de la L.T El Este -Tejar. Línea de transmisión en configuración de doble circuito. Capacidad de 348 MVA. Longitud aproximada 9 km. Un circuito	Fuera de AMSJ Agregado
Anillo Sur	Tejar-Ampliación #1	230	Ampliación de la subestación Tejar en dos secciones, una para salida de línea transmisión y otro para el enlace de barras tecnología GIS	-
Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	Heredia	138	Sustitución del transformador 6-81, 138/34,5 kV con capacidad de 30 MVA por uno de 45 MVA. BID CCLIP 2747	En AMSJ Agregado
Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	Heredia	138	Sustitución del transformador 04-93, 138/34,5 kV con capacidad de 30 MVA por uno de 45 MVA. Trasladado de .ST Guayabal	En AMSJ Agregado
Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	Caja	230	Sustitución del Autotransformador 10-77, 230/138 kV con capacidad de 100 MVA por otro monofásico a 110 MVA. BID CCLIP 2747	En AMSJ Agregado

Proyecto	Nombre	Tensión	Detalle	Nota
Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	Desamparados	138	Sustitución del transformador 03-06, 138/34,5 kV con capacidad de 45 MVA por otro de 75 MVA. BID CCLIP 2747	En AMSJ Agregado
Reemplazo de transformadores por falla	Desamparados	138	Sustitución del transformador 7-91, 138/34,5/13,8 kV con capacidad de 45 MVA por otro a 75 MVA. INS	En AMSJ Agregado
Incremento de la capacidad de transporte	Liberia-Frontera	230	Incremento de la capacidad de transporte de 250 MVA a 390 MVA. Capacidad estado estable día 390 MVA, noche 442 MVA. Capacidad emergencia día 485 MVA, noche 566 MVA	Fuera de AMSJ
Incremento de la capacidad de transporte	Río Macho-San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300 MVA, noche 386 MVA. Capacidad emergencia día 386 MVA, noche 521 MVA	Fuera de AMSJ
Reemplazo de transformadores por falla	S.T Naranja	34.5	Cambio de la Móvil Efacec de 30 MVA 138/34.5 kV por el transformador 7-91 de 45 MVA	Fuera de AMSJ
S.T La Ribera	La Ribera	230	Subestación nueva en configuración interruptor y medio, 2 módulos de línea, 2 transformadores de 16/20 MVA	-
S.T La Ribera	Caja-Belén	230	600 MVA. Derivación LT Caja - Belén 230 kV para la conexión de la nueva barra (50 m, 2 circuitos)	En AMSJ Agregado
Incremento de la capacidad de transporte	San Isidro-Palmar	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300 MVA, noche 377 MVA. Capacidad emergencia día 376 MVA, noche 491 MVA	Fuera de AMSJ
Incremento de la capacidad de transporte	Caja-Coco	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA	Frontera AMSJ Agregado
Incremento de la capacidad de transporte	Caja-Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA	Frontera AMSJ Agregado
Incremento de la capacidad de transporte	Coco-Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA	Frontera AMSJ Agregado
Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	Guayabal-Ampliación #3	24.9	Instalación de 2 módulos para la conexión de 2 bancos de capacitores. Cada uno para 6 MVA	-
Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	Guayabal-Ampliación #4	138	Ampliación de la subestación con dos 2 módulos en alta tensión al aire, barra principal y auxiliar	-
Modernización Subestación Moín	Moín-Ampliación #12	230	Instalación de tres barras, 17 celdas en media tensión encapsuladas GIS - (Shelter)	-
Modernización Subestación Moín	Moín-Ampliación #12	230	Instalación del Transformador #5, nuevo, 230/34.5/13.8, 45 MVA	Fuera AMSJ
Moín	Moín-Ampliación #12	230	Desmantelamiento del transformador 03-62 de 30 MVA, con su módulo de alta tensión y de dos circuitos de distribución	Fuera AMSJ

Proyecto	Nombre	Tensión	Detalle	Nota
Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	Cañas-Guayabal-Ampliación #2 (Circuito Cañas-Filadelfia)	138	Reconstrucción e incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA. Capacidad para operar a 230 kV será 300 MVA y en 138 kV a 200 MVA. Longitud 36,7 km	Fuera AMSJ
Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	Cañas-Guayabal-Ampliación #2 (Circuito Filadelfia-Guayabal)	138	Reconstrucción e incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA. Capacidad para operar a 230 kV será 300 MVA y en 138 kV a 200 MVA. Longitud 21,6 km	Fuera AMSJ
Anillo de Miravalles	Fortuna	230	Subestación nueva 230 kV (interruptor y medio, 4 salidas de línea)	Fuera AMSJ
Anillo de Miravalles	Miravalles-Liberia-Ampliación #3 (Circuito Mogote-Miravalles)	230	Derivación de la línea de transmisión en la ST Fortuna (1 km, 2 circuitos). Capacidad estado estable día 380 MVA, noche 439 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA. Longitud 300 m	Fuera AMSJ
Anillo de Miravalles	Cañas-Ticuantepé	230	Derivación de la LT SIEPAC en la ST Fortuna. Capacidad estado estable día 371 MVA. Capacidad emergencia día 401 MVA. Longitud 0,5 km	Fuera AMSJ
Anillo de Miravalles	Cañas	230	Retiro del reactor en la subestación de Cañas	Fuera AMSJ
Anillo de Miravalles	Fortuna	230	Instalación de un nuevo reactor en la subestación de Fortuna	Fuera AMSJ
Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	Cañas-Ampliación #11	230	Sustitución del autotransformador 21-83 trifásico 230/138 kV, 110 MVA. Por tres fases 3x36 monofásicas, 230/138 kV	Fuera AMSJ
Modernización Subestación Moín	Moín-Ampliación #13	230	Desmantelamiento de los transformadores 09-91 y 09-92 de 30 MVA, con sus módulos de alta tensión Desmantelamiento de las barras A y B de 34,5 kV ST Borínquen (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)	-
Borínquen 1	Borínquen	230	ST Borínquen (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)	-
Refuerzo de Transmisión Norte-Centro	Garabito	230	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea	-
Refuerzo de Transmisión Norte-Centro	San Rafael	230	ST San Rafael (interruptor y medio, 6 salidas de línea)	-
Refuerzo de Transmisión Norte-Centro	Garabito-San Rafael	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Garabito hasta la S.T San Rafael. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada de 70 km	Fuera AMSJ
Refuerzo de Transmisión Norte-Centro	Lindora-Tarbaca 1 y 2	230	Derivación de la línea de transmisión en la ST San Rafael 230 kV. Capacidad estado estable día 343 MVA. Longitud aproximada de 1km en doble circuito	Frontera AMSJ Agregado
Refuerzo de Transmisión de Orosí	Liberia-Amayo	230	Línea de transmisión nueva en configuración de doble circuito, derivando la Liberia - Amayo hasta la ST Orosí 230 kV. Capacidad estado estable día 390 MVA. Longitud aproximada de 20 km en doble circuito	Fuera AMSJ
Refuerzo de Transmisión de Orosí	Liberia-Amayo	230	Cambio de estructuras y de conductor. Capacidad estado estable día 390 MVA. Longitud aproximada de 20 km. En el tramo comprendido entre la derivación a Papagayo con Nicaragua	Fuera AMSJ

Proyecto	Nombre	Tensión	Detalle	Nota
Refuerzo de Transmisión de Orosí	Liberia	230	Traslado del Reactor en la subestación de Liberia a la subestación Orosí, 20 MVA	-
Refuerzo de Transmisión de Orosí	Orosí	230	Ampliación de la subestación para la conexión de dos módulos de línea, una sección de enlace de barras y una sección de reactor nueva	-
Refuerzo de Transmisión Zona Norte	Mogote-Garabito	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Mogote hasta la S.T Cañas. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada de 47 km. Reconstrucción de la L.T Cañas-Garabito en configuración de doble circuito. Nueva capacidad requerida 600 MVA. Longitud aproximada de 60,6 km	Fuera AMSJ
Refuerzo de Transmisión Zona Norte	Corobicí-Arenal	230	Repotenciación de la L.T Corobicí-Arenal de 350 MVA Nueva capacidad requerida 390 MVA	Fuera AMSJ

Fuente: Elaboración propia en base a Plan de Expansión de la Transmisión del ICE.

El Plan de Expansión de la Generación (PEG) 2022-2040 desarrollado por el ICE, y publicado en marzo de 2023, expone los elementos más importantes utilizados en la planificación para asegurar la oferta de energía eléctrica en el futuro. De manera periódica se realizan estudios para determinar el plan de expansión de la generación. El plan de expansión energética se ha diseñado teniendo en cuenta el sistema aislado de Costa Rica, asegurando que las inversiones propuestas satisfagan la demanda nacional prevista sin depender de importaciones críticas o exportaciones de países vecinos. Este plan se ha formulado siguiendo los criterios establecidos por el país para el desarrollo de su matriz eléctrica, que incluyen el fomento de fuentes renovables, la reducción de la dependencia de combustibles fósiles, la garantía de seguridad energética, la diversificación de fuentes de energía, la promoción de la sostenibilidad ambiental y la prestación de servicios a un costo mínimo.

El PEG considera un crecimiento de la demanda que es afectado por tres factores: 1) la incertidumbre sobre el crecimiento de la demanda después de la pandemia del COVID-19; 2) la salida de las hidroeléctricas Cachí, Arenal y Dengo, y las centrales geotérmicas Miravalles 1 y 2; y 3) la escasa capacidad de generación firme en el Sistema Eléctrica Nacional para atender las fluctuaciones de la generación de las plantas renovables variables. Asimismo, el PEG incorpora las modificaciones a las centrales de generación en lo respectivo a: 1) la incorporación de gran cantidad de generación en el corto plazo; 2) la incorporación de un volumen importante de fuentes eólicas y solares; 3) la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Fourth Cliff en el 2030; 4) la entrada en operación del proyecto geotérmico Borinquen 2 en el 2032; y 5) la incorporación del orden de 300 MW en almacenamiento eléctrico con baterías.



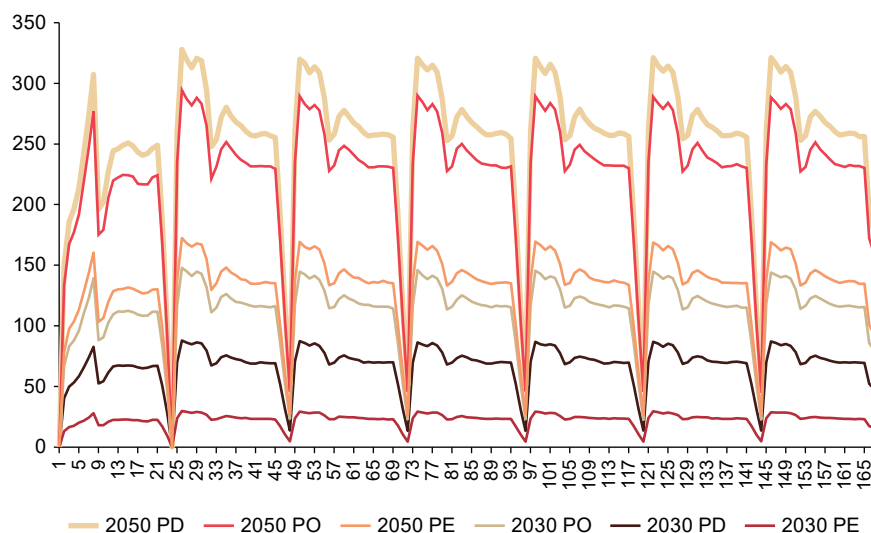
### III. Resultados: necesidades de inversión en la red eléctrica

A continuación, se presentan los resultados obtenidos a través de la aplicación de la metodología para la estimación de la demanda y los costos de aumento de la capacidad.

#### A. Proyección de demanda de electromovilidad

La curva de demanda obtenida para los vehículos particulares en los distintos escenarios se presenta en el siguiente gráfico donde "PD" corresponde al escenario del Plan de Descarbonización, "PO" corresponde al escenario optimista y "PE" corresponde al escenario pesimista.

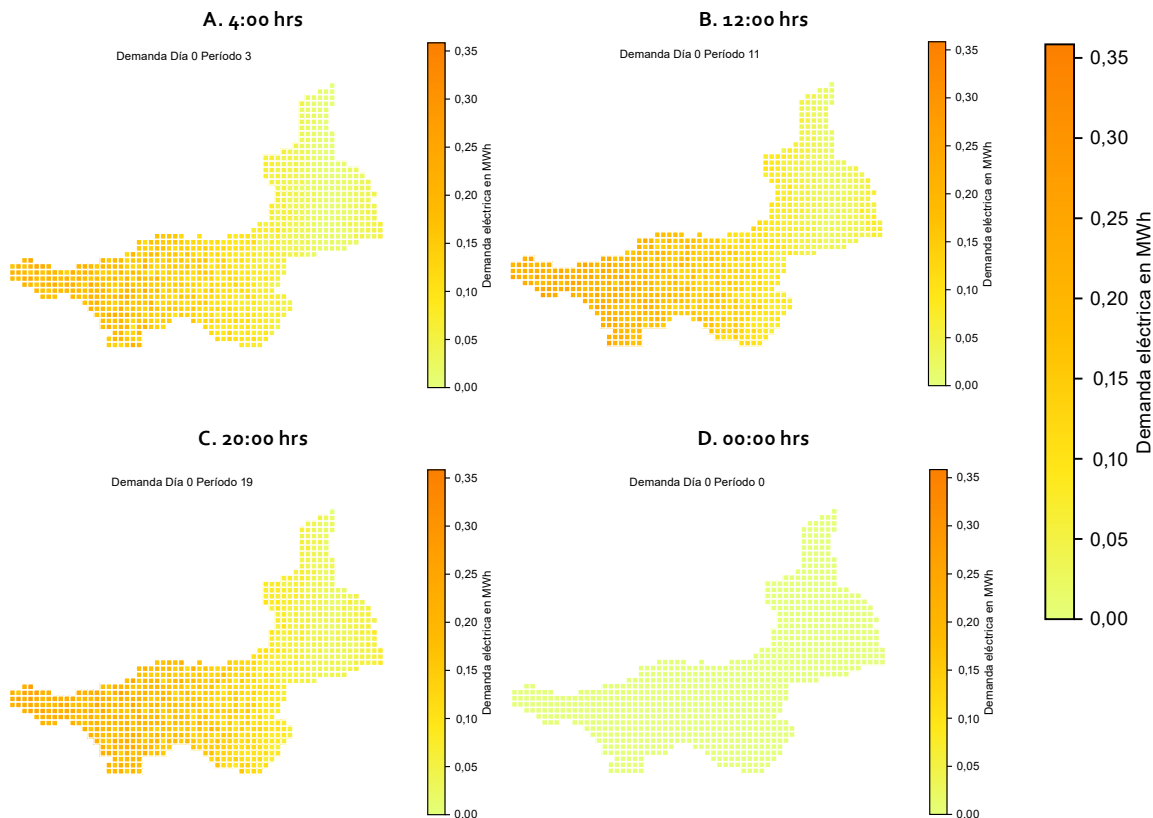
**Gráfico 7**  
Proyección de demanda de vehículos eléctricos privados para semana tipo según distintos escenarios  
(En MW)



Fuente: Elaboración propia.

El siguiente mapa presenta un ejemplo de la distribución espacio-temporal de la demanda eléctrica de vehículos particulares para cuatro horas del día. Los valores están dados por la intensidad del color de la leyenda en MWh (megavatio hora).

**Mapa 8**  
Demanda eléctrica espacio-temporal para San José, Costa Rica  
(En MWh)



Fuente: Elaboración propia.

El análisis temporal de la demanda sugiere que esta demanda es de mayor intensidad en ciertas horas del día donde se produce la demanda coincidente de los lugares de trabajo o de centros comerciales, lo cual suele ocurrir luego del mediodía.

La demanda de los vehículos eléctricos particulares también se concentraría luego de la jornada laboral y en las horas de la noche, principalmente en los hogares de la población. Dado que en los hogares se espera que mayoritariamente la carga sea de tipo normal a lenta, esta demanda suele ser de menor intensidad respecto a la que se espera durante el día en otras zonas como centros comerciales, electrolinerías, entre otros, donde existe una mayor probabilidad de utilizar cargadores de carga rápida.

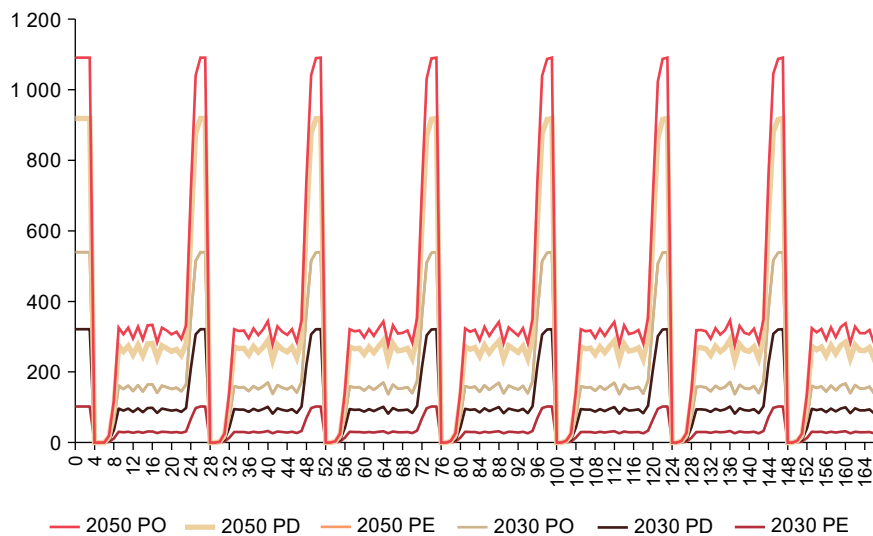
La distribución espacial de la demanda sigue la distribución de la cantidad de vehículos por unidad geográfica. Se observa que las zonas que están en uno de los extremos de la ciudad concentran mayor demanda debido al movimiento de las personas hacia las zonas céntricas de la ciudad. Junto con lo anterior, la demanda mantiene una distribución durante las horas del día donde se registra mayor movimiento, lo cual sucede entre los horarios de inicio de jornada laboral y término de esta.

Durante las 20 hrs. la demanda eléctrica suele estar enfocada en las afueras de la ciudad dado que los usuarios de vehículos eléctricos, preferentemente, cargarán su vehículo al llegar a sus hogares. Lo contrario ocurre durante las horas del mediodía, donde la demanda se concentra en los lugares más

concurridos de la ciudad como centros comerciales, lugares de trabajo, etc., como se puede apreciar de la figura b) del mapa anterior. Durante las horas de la madrugada los vehículos eléctricos disminuyen su intensidad de uso debido a que ya recargaron gran parte de su batería.

La curva de demanda eléctrica de los buses para transporte público para cada escenario se presenta en el gráfico 8. Este consumo eléctrico considera el uso de una batería tipo de 250 kWh y un rendimiento (tasa de consumo) promedio de 1,8 kWh/km considerando el consumo energético de buses que cuentan con aire acondicionado con un 100% de carga de pasajeros (condición de mayor consumo). La capacidad del cargador de cada bus se considera de 75 kW. Además, se considera una estrategia de carga preferentemente nocturna de los buses, con el fin de reducir el estrés sobre la red eléctrica en los horarios de mayor demanda.

**Gráfico 8**  
Proyección de la demanda eléctrica de buses eléctricos para una semana tipo, según distintos escenarios  
(En MW)



Fuente: Elaboración propia.

Los resultados anteriores muestran que la adopción masiva de buses eléctricos para transporte público produce un aumento de la demanda eléctrica a niveles incluso por sobre el 50% de la demanda máxima del país (para 2023). Por tal motivo, incluso en los escenarios de menor penetración de buses eléctricos, es necesario contar con una planificación de la red que considere los distintos escenarios y que estudie los posibles efectos de la recarga de buses eléctricos en distintos puntos de la red.

## B. Impactos técnico-económicos e inversiones requeridas

El siguiente cuadro presenta los resultados obtenidos de la simulación de cada escenario. En cada escenario los resultados entregan el costo estimado de las obras para la expansión del sistema necesarias para lograr abastecer la demanda de los vehículos y buses eléctricos. El cuadro incluye la descripción detallada de las obras necesarias para permitir el abastecimiento de la demanda. Estas obras son requeridas debido a que el aumento de demanda produce problemas de congestiones en la infraestructura actual, lo cual impide que la energía transite y pueda abastecer el consumo. Los valores de aumento de capacidad son aproximados considerando un costo unitario de 0,17 MMUSD/MVA<sup>33</sup> (millones de dólares por mega voltamperio), de acuerdo con el Regulador Eléctrico Nacional de Costa Rica.

<sup>33</sup> Ref. Proyectos en Coordinador Eléctrico Nacional.

**Cuadro 7**  
**Resumen de resultados de costos de expansión del sistema de transmisión por cada escenario**

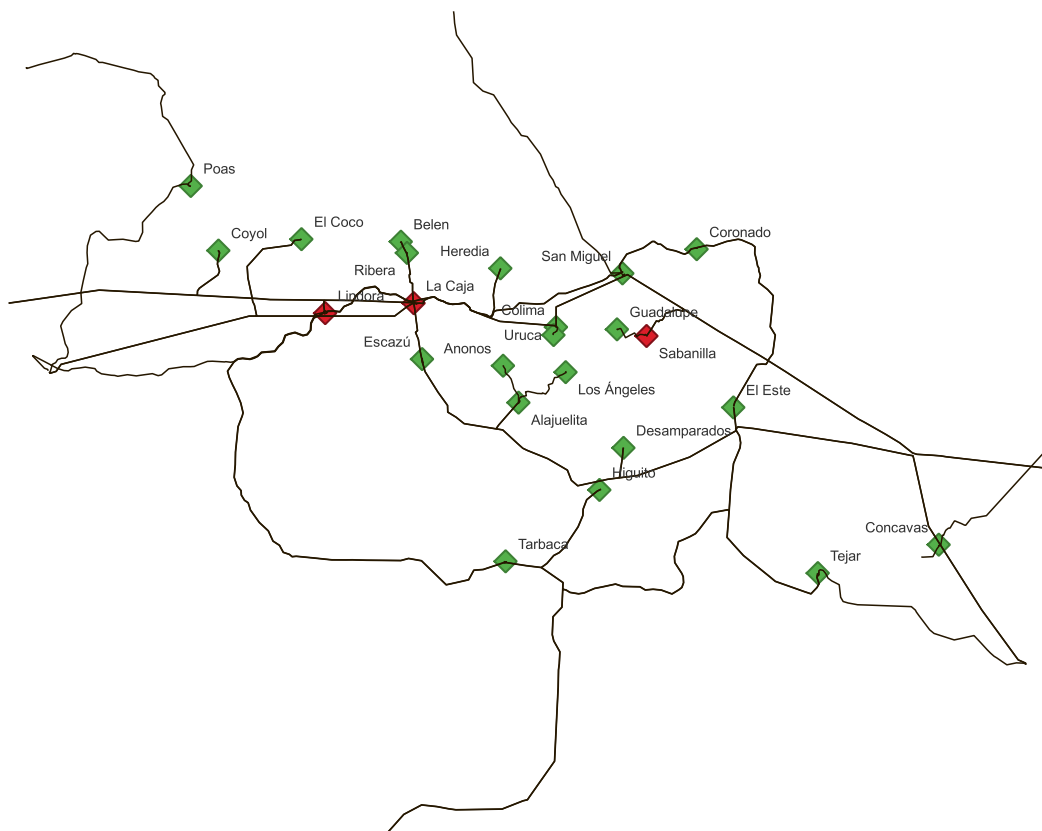
Escenario	Costo estimado (En millones de dólares)	Descripción
Plan Descarbonización	27,2	<p>Para el año 2030, se presenta la necesidad de aumento de capacidad en las siguientes subestaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación Sabanilla (transformadores 138/34,5 kV). Aumento de 45 MVA.</li> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación Lindora (transformador 230/34,5 kV). Aumento de 30 MVA.</li> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación La Caja (transformador 230/34,5 kV). Aumento de 25 MVA.</li> </ul> <hr/> <p>Para el año 2050:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación Sabanilla (transformadores 138/34,5 kV). Aumento de 60 MVA.</li> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación Lindora (transformador 230/34,5 kV). Aumento de 60 MVA.</li> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación La Caja (transformador 230/34,5 kV). Aumento de 40 MVA.</li> </ul>
Pesimista	20,4	<p>Para el año 2030, se presenta la necesidad de aumento de capacidad en las siguientes subestaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación Sabanilla (transformadores 138/34,5 kV). Aumento de 40 MVA.</li> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación Lindora (transformador 230/34,5 kV). Aumento de 25 MVA.</li> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación La Caja (transformador 230/34,5 kV). Aumento de 20 MVA.</li> </ul> <hr/> <p>Para el año 2050:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación Sabanilla (transformadores 138/34,5 kV). Aumento 50 MVA.</li> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación Lindora (transformador 230/34,5 kV). Aumento de 40 MVA.</li> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación La Caja (transformador 230/34,5 kV). Aumento de 30 MVA.</li> </ul>
Positivo (Green Intensive)	28,1	<p>Para el año 2030, se presenta la necesidad de aumento de capacidad en las siguientes subestaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación Sabanilla (transformadores 138/34,5 kV). Aumento de 45 MVA.</li> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación Lindora (transformador 230/34,5 kV). Aumento de 30 MVA.</li> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación La Caja (transformador 230/34,5 kV). Aumento de 25 MVA.</li> </ul> <hr/> <p>Para el año 2050:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación Sabanilla (transformadores 138/34,5 kV). Aumento de 65 MVA.</li> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación Lindora (transformador 230/34,5 kV). Aumento de 60 MVA.</li> <li>– Ampliación de capacidad de transformación de la subestación La Caja (transformador 230/34,5 kV). Aumento de 40 MVA.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia.

El Plan de Expansión de la Transmisión estimado por el ICE considera un total de inversiones de 222 millones de dólares, por lo que las inversiones estimadas para habilitar la infraestructura eléctrica de la provincia de San José para permitir los escenarios de electromovilidad considerados requerirían un aumento adicional de un 12,66% de la inversión planteada en el Plan de Expansión de la Transmisión para el escenario del Plan de descarbonización. Para los escenarios pesimista y optimista, se requeriría un aumento de un 9,19% y un 12,25% del costo total de las inversiones planteadas por el ICE.

Las principales congestiones se presentan en la zona de Lindora-La Caja, Sabanilla y Colima (menor proporción). En particular, la capacidad de las subestaciones para permitir el transporte de energía limita la capacidad del sistema de abastecer la demanda de electromovilidad. El mapa a continuación presenta la ubicación geográfica de las principales zonas de congestión para los escenarios de estudio. En este mapa se presentan en color verde las subestaciones del sistema que no presentan congestión y en color rojo las subestaciones y líneas del sistema de transmisión que sí presentan congestiones y requieren aumentos de capacidad.

**Mapa 9**  
**Ubicación de congestiones para escenario del Plan de Descarbonización**



Fuente: Elaboración propia.

Estas congestiones provocan problemas de falta de capacidad de transmisión para poder abastecer la demanda en cada nodo. Para tal motivo, se determinan los costos de la generación local necesaria para poder abastecer la demanda.

Las partidas de costos para cada escenario se presentan en el cuadro a continuación. Para los costos de generación local se ha estimado en 470 USD/kW como el costo de la generación de menor costo de inversión. Para determinar los costos totales de los buses eléctricos, se ha utilizado el costo reportado en

el informe “*Desarrollo de herramientas y estudio técnico para determinar el impacto en las redes eléctricas de Costa Rica ante la entrada de buses eléctricos de transporte público*”, que es de USD 250.000 por unidad. Se muestran los costos en millones de dólares y como porcentaje del PIB de Costa Rica de 2022 correspondiente a 69.082 millones de dólares<sup>14</sup>. Se consideró que las inversiones comienzan desde el año 2025.

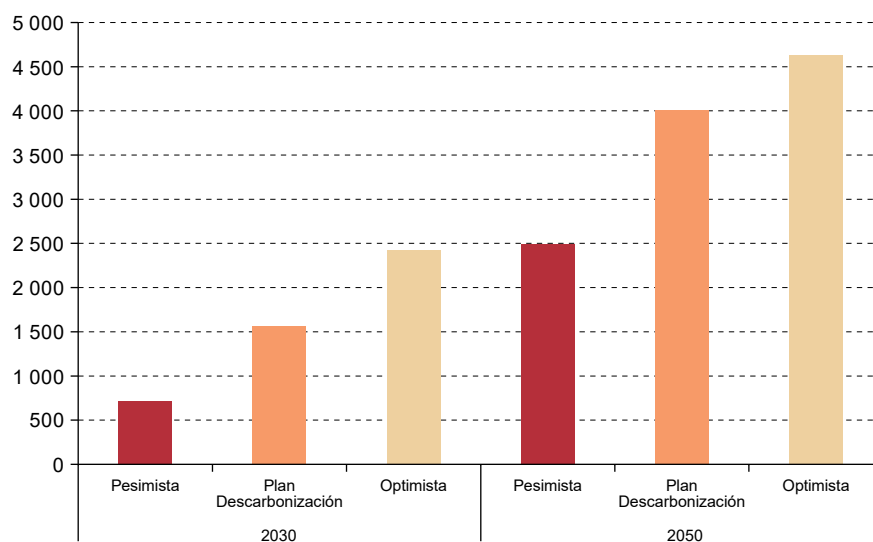
**Cuadro 8**  
Costos asociados a la electromovilidad en San José, Costa Rica

Escenario	Año	Generación (Millones de dólares)	Transmisión (Millones de dólares)	Buses (Millones de dólares)	Total (Millones de dólares)	Inversión anual promedio (Millones de dólares)	Inversión anual promedio respecto del PIB de Costa Rica (En porcentajes)
Plan Descarbonización	2030	441	17	1 109	1 568	314	0,45
Pesimista	2030	333	14	370	717	143	0,21
Optimista	2030	558	17	1 849	2 424	485	0,70
Plan Descarbonización	2050	835	27	3 143	4 005	160	0,23
Pesimista	2050	621	20	1 849	2 490	100	0,14
Optimista	2050	907	28	3 698	4 632	185	0,27

Fuente: Elaboración propia.

En el gráfico 9 se presenta una comparativa de los costos totales por escenario y por año de acuerdo con las metas de porcentajes de vehículos eléctricos para cada escenario. Estas partidas de costos consideran los costos de los tres componentes principales reportados anteriormente (generación, transmisión y compra de buses eléctricos).

**Gráfico 9**  
Costos totales de cada escenario y año  
(En millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia.

<sup>14</sup> Desde CEPALSTAT.

Para cumplir con los objetivos de integración de electromovilidad planteados por el escenario pesimista, para el año 2030 se requeriría una inversión anual promedio de un 0,21% del Producto Interno Bruto (PIB) de Costa Rica (desde 2025 hasta 2030). Por otra parte, para cumplir con los objetivos del año 2050 se requerirían inversiones anuales promedio de un 0,23% del PIB (desde 2025 a 2050). Respecto a cada componente de costo, para el año 2030, este escenario considera una inversión necesaria 717 millones de dólares de los cuales un 46% corresponde a los costos de generación y un 52% a los costos de los buses eléctricos. Para el año 2050, la inversión total requerida es de 2.490 millones de dólares, de los cuales un 25% corresponde a inversión en generación y un 74% a inversión en buses eléctricos. Esto quiere decir que ambas componentes de costos deben ser atendidas en forma progresiva y planificada, por ejemplo, a través de la planificación del sistema eléctrico en el caso de la generación para atender la nueva demanda de electromovilidad. En el caso de los buses eléctricos, se podrían incorporar desde los gobiernos, programas como subsidios o esquemas tarifarios para electrificar los buses en forma paulatina.

En el caso del escenario planteado por el Plan de Descarbonización, para alcanzar los objetivos de integración de la electromovilidad establecidos para el año 2030, sería necesario invertir el 0,45% del PIB de Costa Rica anualmente. Asimismo, para el año 2050, se necesitarán inversiones anuales equivalentes al 0,23% del PIB. Para el año 2030 la inversión total es de 1.568 millones de dólares. De esta cantidad, la inversión en generación para abastecer la demanda de electromovilidad representa un 28% mientras que la inversión en buses eléctricos representa un 71% de la inversión total. Para el año 2050, estas inversiones representan un 21% y un 78% respectivamente. Esto indica que el plan de descarbonización que integra un mayor porcentaje de electromovilidad en el sistema requiere de una inversión mayoritariamente de generación y buses eléctricos. Una posible forma de disminuir el requerimiento de inversiones en generación podría ser considerando una localización óptima de estaciones de recarga de buses eléctricos en sitios de mayor capacidad de transmisión y generación que estén lo suficientemente cerca de los consumos, es decir, cerca de los recorridos de cada bus o, de forma alternativa, una planificación del sistema eléctrico que considere una localización estratégica de recursos de forma de disminuir las inversiones en generación.

En el escenario de mayor integración de electromovilidad considerado (escenario optimista) las inversiones anuales requeridas representan un 0,70% del PIB de Costa Rica para lograr los objetivos planteados a 2030 y de un 0,27% del PIB para lograr los objetivos de este escenario a 2050. De forma similar al caso anterior, las mayores inversiones se enfocan en generación y buses eléctricos. Las estrategias pueden considerar ubicación óptima de terminales de recarga de buses y vehículos eléctricos, incentivos para el desplazamiento de la demanda en horarios de menor costo, sistemas inteligentes de recarga y servicios de red, entre otros.



## IV. Guía para la aplicación metodológica

A continuación, se describen los pasos principales para la aplicación de la metodología en la herramienta desarrollada.

### A. Estimación de demanda de electromovilidad

La demanda eléctrica por electromovilidad se clasifica en pública y particular. La demanda pública abarca el consumo de la flota de buses proyectada, usando datos de terminales de buses y estadísticas de recorrido. La demanda particular se basa en los patrones de movilidad de los vehículos particulares, procesados en un modelo de simulación para generar viajes proyectados. Ambas demandas tienen componentes espaciales y temporales. La ubicación de estaciones de recarga para transporte particular se determina mediante métricas socioeconómicas, de infraestructura y movilidad. La demanda en subestaciones eléctricas se calcula mediante inteligencia artificial, identificando la necesidad de expansión para soportar la electromovilidad.

La demanda del transporte público estará dada principalmente por buses. Para este tipo de transporte se requieren fundamentalmente dos parámetros: puntos geográficos de aparcamiento y un perfil de recorrido diario en términos de distancias, frecuencias y cantidad de buses.

Para cada bus  $i$ , que aparca en la estación terminal  $e$ , se determina su consumo energético en cada instante del día  $t$  al simular el recorrido de su ruta y la frecuencia promedio con que recorre esta ruta. Este consumo energético del bus  $i$  al recorrer una distancia  $d$  considerando un consumo eléctrico  $r_i$  en  $kWh/km$  y una capacidad de su batería de  $Cap^{bati}$ , se calcula para cada instante de tiempo  $t$  de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Dis_{i,t} = \frac{r_i \cdot d}{Cap^{bati}} \times 100 \quad (1)$$

Esta expresión se utiliza para obtener el estado de carga (SOC) del bus en cada instante de tiempo, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$SOC_{i,t} = SOC_{i,t-1} - Dis_{i,t} \quad (2)$$

Cuando el bus se encuentra detenido y se recarga en la estación terminal  $e$  (según disponibilidad de cargadores), se calcula la recarga en  $kWh$  de acuerdo con:

$$Cha_{i,t} = a_e \cdot \eta_i \cdot \Delta T \quad (3)$$

Donde,

- $a_e$ : es la capacidad del cargador de la estación terminal  $e$  en  $kW$
- $\eta_i$ : eficiencia de recarga del bus  $i$  en %
- $\Delta T_m$ : resolución de tiempo de la simulación respecto de una hora (por ejemplo, si la simulación se realiza con una resolución de minutos, este valor será  $1/60$ . Si se hace con un paso de una hora, este valor será  $60/60 = 1$ ).

Esta recarga significa un aumento en el SOC del bus de acuerdo con:

$$SOC_{i,t} = SOC_{i,t-1} + Cha_{i,t} \quad (4)$$

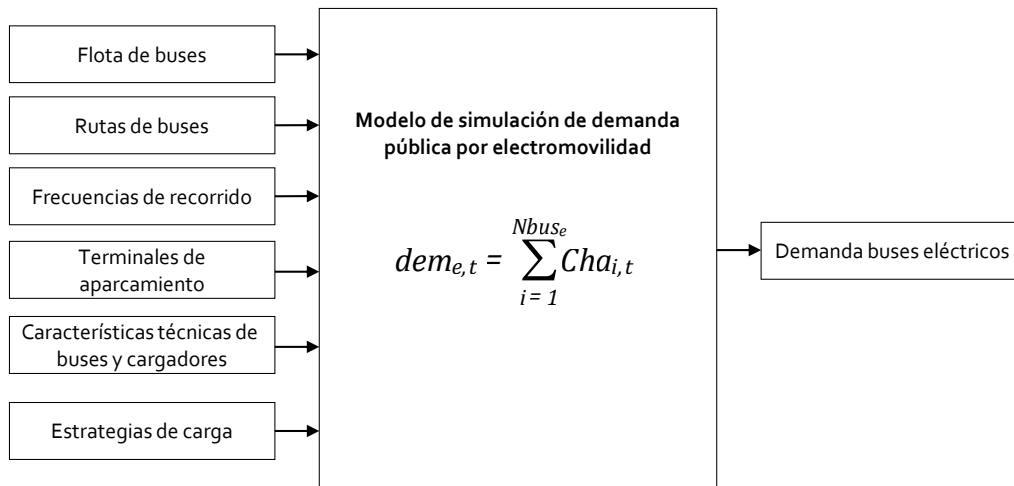
Esta recarga significa un aumento en la demanda eléctrica de la terminal  $e$  de forma que la demanda eléctrica total de la terminal corresponderá a la suma de la demanda eléctrica de todos los buses que se encuentren recargándose en esa hora ( $N_{bus_e}$ ):

$$dem_{e,t} = \sum_{i=1}^{N_{bus_e}} Cha_{i,t} \quad (5)$$

Además, la carga de los buses puede incluir ciertas estrategias de carga para minimizar los impactos en la red y para maximizar el uso de los buses. Por ejemplo, una estrategia puede ser recarga la batería de los buses durante la madrugada y/o limitar la recarga durante el día a períodos cortos de tiempo para utilizar el tiempo de los buses en las rutas. Estas estrategias se ingresan como restricciones al modelo de simulación.

El procedimiento general se resume en el siguiente diagrama.

**Diagrama 2**  
Diagrama general del modelo de simulación de demanda eléctrica de buses para transporte público



Fuente: Elaboración propia.

Por su parte, la demanda eléctrica de los vehículos particulares se estima en base a estadísticas de viajes proyectadas hacia los años de estudio. Estos viajes se generan en base a un proceso aleatorio que utiliza como entradas patrones de movilidad de los vehículos dentro de la ciudad obtenidos a partir de datos reales de viajes, obtenidos por ejemplo a través de encuestas origen-destino. Estos patrones sirven como base para generar nuevas muestras utilizando técnicas de muestreo como el método de Montecarlo y asumiendo un comportamiento markoviano.

Para obtener los patrones de movilidad, se requiere de datos reales de movilidad en resolución horaria o menor y de divisiones de la ciudad en unidades más pequeñas. En esta metodología se ha adoptado el uso de grillas o cuadrículas para dividir la ciudad en cuadrados iguales. El área de cada cuadrado es un dato definido por el usuario, aunque por lo general se utiliza 1 kilómetro cuadrado, según el tamaño de la ciudad y las capacidades computacionales disponibles. De esta forma, se obtiene una matriz de transición entre las distintas grillas de la ciudad, para cada tiempo  $t$ , de la forma:

$$M(t) = \begin{pmatrix} p_{11}(t) & p_{12}(t) & p_{13}(t) \\ p_{21}(t) & p_{22}(t) & p_{23}(t) \\ p_{31}(t) & p_{32}(t) & p_{33}(t) \end{pmatrix} \quad (6)$$

El algoritmo para la creación de viajes se basa en un proceso de Markov, lo que significa que la decisión de viajar de una zona a otra depende de la ubicación actual del vehículo y de las probabilidades de transición entre ambas zonas, las cuales varían con el tiempo. Este proceso se complementa con el método de Montecarlo, que genera valores de una variable aleatoria que se comparan con las probabilidades de transición para determinar la decisión final de viaje. La cantidad de simulaciones depende de la cantidad de vehículos eléctricos proyectados y de la cantidad de vehículos estimados por grilla. En cada instante de tiempo se determina el SOC del vehículo usando las mismas ecuaciones del caso del transporte público. Sin embargo, la localización de la demanda se obtiene en un proceso posterior donde se determinan las mejores ubicaciones para instalar estaciones de recarga según un ranking de potencial que utiliza distintos indicadores para su obtención.

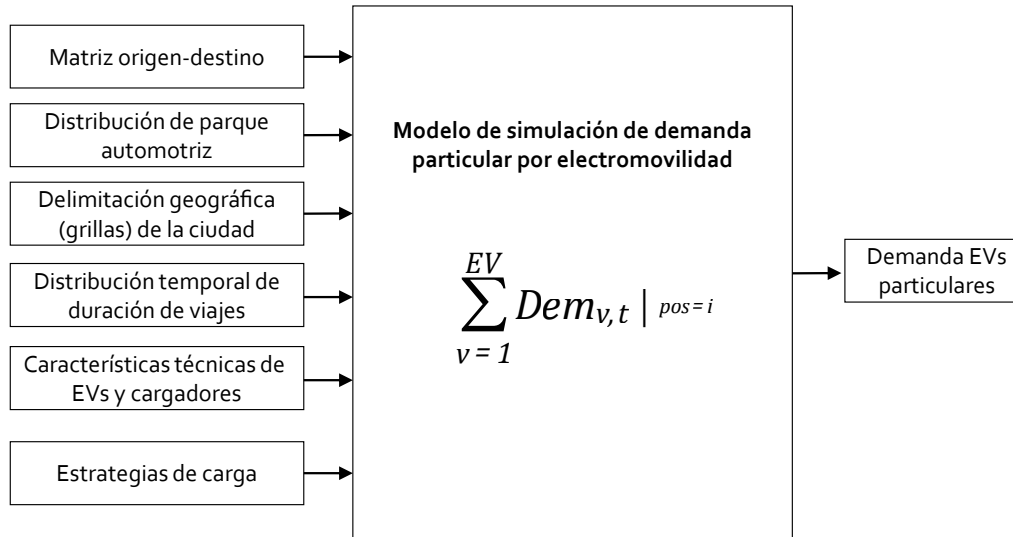
Para calcular la demanda en cada grilla y en cada período de tiempo, se debe obtener la demanda agregada espacio-temporal de todos los vehículos eléctricos. Es decir, la demanda eléctrica en la grilla  $i$  en el instante  $t$  estará dada por la suma de la demanda de los vehículos que estén recargándose en ese instante y que además estén ubicados en esa grilla obtenido mediante la siguiente expresión:

$$D(i, t) = \sum_{v=1}^{EV} Dem_{v,t} |_{pos=i} \quad (7)$$

Donde  $Dem_{v,t} |_{pos=i}$  se obtiene como  $a_{v,i} \cdot \eta_v \cdot \Delta T$  donde  $a_{v,i}$  corresponde a la capacidad de recarga de los cargadores de la grilla  $i$ ,  $\eta_v$  es la eficiencia de recarga del EV y  $\Delta T$  es la resolución temporal de la simulación. De igual forma que los buses, la recarga de los EVs puede considerar ciertas estrategias para controlar el impacto en la red. Por ejemplo, se puede considerar una duración máxima de la recarga o evitar la recarga en ciertas zonas congestionadas de la red. Estas estrategias se ingresan como restricciones al modelo de simulación.

El diagrama de la siguiente figura presenta un resumen de las entradas y salidas del modelo para la estimación de la demanda eléctrica de vehículos particulares.

Diagrama 3  
Diagrama general del modelo de simulación de demanda eléctrica de vehículos particulares



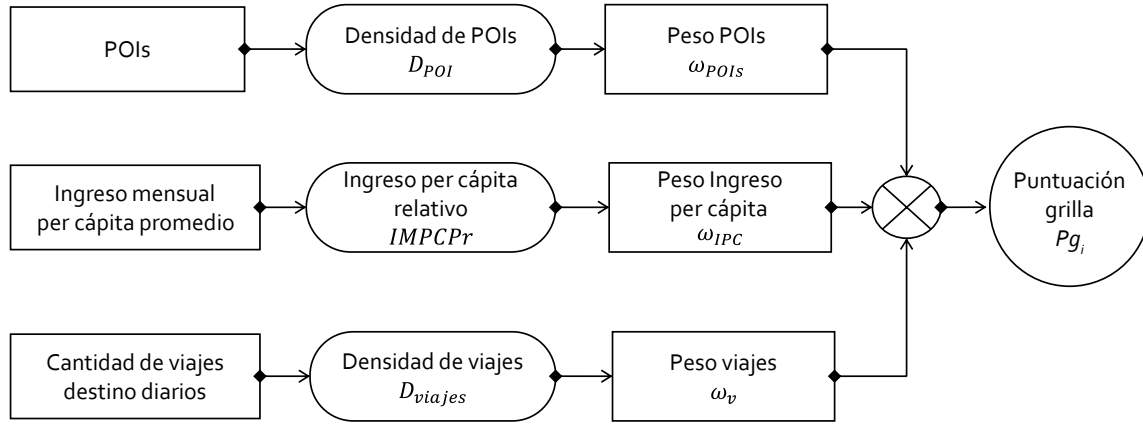
Fuente: Elaboración propia.

Una vez obtenida la demanda eléctrica del transporte público y particular, se determinan las estaciones de recarga para cada tipo. En el primer caso, las estaciones de recarga serán las estaciones terminales de buses mientras que, para el transporte particular, las estaciones de recarga corresponden a puntos de interés (POIs) que, según sus características, presentan mejores potenciales para transformarse en estaciones de recarga. Los puntos de interés considerados para este estudio son:

- Centros comerciales
- Supermercados
- Estaciones de combustibles
- Universidades y colegios
- Parques de estacionamiento público y privado
- Hospitales
- Estadios

La colección de estos puntos de interés se realiza mediante la herramienta OpenStreetMap y Overpass turbo. La cantidad de estaciones de recarga y cargadores se obtiene buscando minimizar las inversiones requeridas, es decir, buscando minimizar ambas componentes, sujeto a satisfacer la demanda de los vehículos eléctricos particulares para que cumplan con los destinos requeridos. Antes de realizar el algoritmo de selección de estaciones de recarga, se evalúa el potencial que tiene cada grilla para instalar estaciones de recarga. Para esto, se realiza un ranking basado en distintas métricas que, de acuerdo con la literatura, permiten obtener las grillas que presentan las mejores condiciones para instalar nuevas estaciones de recarga.

**Diagrama 4**  
Cálculo de puntuación de grillas



Fuente: Elaboración propia.

El procedimiento del diagrama anterior se debe realizar para cada grilla. En primer lugar, se debe calcular la densidad de POIs de la grilla. Esta densidad se obtiene mediante:

$$D_{POI_i} = \frac{\text{Cantidad de POIs de la grilla}_i}{\text{Cantidad Total de POIs}} \quad (8)$$

El ingreso mensual per cápita promedio (IMPCP) relativo de la grilla  $i$  se calcula mediante:

$$IMPCPr_i = \frac{IMPCP \text{ grilla}_i}{\text{Máximo IMPCP}} \quad (9)$$

Donde *Máximo IMPCP* es el valor máximo del IMPCP entre todas las grillas del área de estudio. La densidad de viajes corresponde a la cantidad de viajes que tienen como destino la grilla  $i$  dividido entre todos los viajes realizados en todas las grillas.

$$D_{viajes} = \frac{\text{Viajes con destino grilla } i}{\text{Viajes totales realizados}} \quad (10)$$

Los pesos permiten definir la preponderancia de ciertas métricas sobre otras. Estos pesos corresponden a:

- $\omega_{POIs}$ : peso relativo (entre 0 y 1) que indica la importancia de la densidad de POIs al cálculo de la puntuación de la grilla.
- $\omega_{IPC}$ : peso relativo (entre 0 y 1) que indica la importancia del ingreso per cápita mensual promedio al cálculo de la puntuación de la grilla.
- $\omega_v$ : peso relativo (entre 0 y 1) que indica la importancia de la densidad de viajes al cálculo de la puntuación de la grilla.

La puntuación de cada grilla se calcula como:

$$P_{g_i} = \omega_{POIs} \cdot D_{POI_i} + \omega_{IPC} \cdot IMPCPr_i + \omega_v \cdot D_{viajes_i} \quad (11)$$

El procedimiento anterior se debe realizar para cada grilla obteniendo un ranking de grillas de mejor potencial. Para la selección de los puntos de interés que se convertirán en estaciones de recarga, para cada POI se calcula una puntuación dada por:

$$SW_i = \mu_{P,i} \cdot \omega_P + \mu_{S,i} \cdot \omega_S + \mu_{C,i} \cdot \omega_C \quad (12)$$

Donde:

- $\mu_{P,i}$ : índice de capacidad de recarga
- $\mu_{S,i}$ : índice de tamaño (cantidad de cargadores)
- $\mu_{C,i}$ : índice de comodidad
- $\omega_P$ : peso relativo asignado a la capacidad (0-1)
- $\omega_S$ : peso relativo del tamaño (0-1)
- $\omega_C$ : peso relativo de la comodidad (0-1)

El índice de capacidad es un valor que se relaciona con la potencia eléctrica de los cargadores que pueden ser instalados en los diferentes puntos de interés. Para obtener este valor, se debe diferenciar el tipo de punto de interés y asociar una capacidad del cargador a cada tipo. Generalmente, para estaciones de combustibles, los cargadores instalados intentarán disminuir el tiempo de estacionado de los vehículos de forma tal que tenderán a ser de carga rápida, mientras que para zonas residenciales se tenderán a utilizar cargadores con una carga lenta o semirápida. De esta forma, cada punto de interés tendrá asociada una capacidad máxima de carga, lo cual permite calcular el índice de capacidad mediante la siguiente expresión:

$$\mu_{P,i} = \frac{\text{Capacidad POI [kW]}}{\text{Máxima capacidad de todos los POIs [kW]}} \quad (13)$$

De forma análoga, la cantidad de cargadores es un valor que depende de cada punto de interés. Este valor se estimará mediante un cálculo de la superficie disponible para estacionar vehículos. Es decir, en primer lugar, se obtiene la cantidad (máxima) de cargadores a ser instalados como una estimación de la superficie disponible y el tamaño promedio de un vehículo:

$$\text{Cantidad de cargadores} = \frac{\text{Superficie disponible}}{\text{Superficie promedio vehículo}} \quad (14)$$

Luego, el índice de tamaño se obtiene mediante:

$$\mu_{S,i} = \frac{\text{Cantidad de cargadores}}{\text{Máxima cantidad de cargadores de todos los POIs}} \quad (15)$$

El índice de comodidad es un parámetro que busca relacionar la ubicación del punto de interés con el entorno donde se encuentra ubicado. La referencia sugiere utilizar los valores indicados en el siguiente cuadro:

**Cuadro 9**  
Valores del índice de comodidad para determinar estaciones de recarga

Valor	Descripción
0,2	POIs ubicados en lugares con casi ninguna actividad secundaria ofrecida
0,3	POIs ubicados en lugares con patios de comida o similar
0,5	POIs dentro de un lugar de estacionamiento o centro comercial.

Fuente: S. T. Franco, I. C. D. Tovar, M. M. S. Pradilla y A. M. Guerra, «Electric vehicle charging stations' location in urban transportation networks: A heuristic methodology, » IET Electrical Systems in Transportation, vol. 11, p. 134–147, March 2021.

Una vez que se determinan las estaciones de recarga, la cual incluye los centros de recarga de buses (terminales) y las estaciones para vehículos particulares, se asocia cada estación de recarga a la subestación eléctrica más cercana. Esta asociación se realiza utilizando un método de clusterización en base a distancias entre subestaciones y estaciones de recarga. Esto se logra mediante el uso del algoritmo k-means, el cual es un algoritmo de clasificación no supervisada perteneciente al área de aprendizaje de máquinas (machine learning) que clasifica los datos de acuerdo con sus propiedades, sin tener que disponer de etiquetas para realizar un entrenamiento. En este contexto, se busca agrupar las estaciones de recarga en  $k$  grupos. El agrupamiento se realiza mediante la minimización de las distancias entre los objetos (las estaciones de recarga) y el centroide del grupo, en este caso, las coordenadas geográficas de las subestaciones eléctricas.

Para cada estación de recarga se tiene su posición geográfica  $p_i = (x_i, y_i)$ . El algoritmo k-means calculará la distancia euclidiana de la posición  $s_i = (X_i, Y_i)$  de cada subestación eléctrica a todas las estaciones de recarga. Luego, comparando estas distancias, se asignará la estación de recarga a la subestación más cercana, formando un conjunto de estaciones de recarga asignada a cada estación eléctrica  $S = (p_{s1}, p_{s2}, \dots, p_{sk})$ . De forma matemática, se plantea el siguiente problema de optimización.

$$\min E(s_i) = \sum_{i=1}^k \sum_{p_j \in P} |s_i - p_j|^2 \quad (16)$$

Donde:

- $s_i$ : es la coordenada geográfica de la subestación eléctrica  $i$
- $p_j$ : es la coordenada geográfica de la estación de recarga  $j$

Luego, la demanda temporal por cada subestación eléctrica será la suma de la demanda temporal de cada estación de recarga asignada:

$$Dem_{SS/EE_i}(t) = \sum_{p_k \in S_i} Dem_{p_k}(t) \quad (17)$$

## B. Simulación de la operación eléctrica

La simulación de la operación eléctrica consiste en la aplicación de un modelo de expansión del sistema eléctrico. Las entradas de este modelo corresponden a los datos del sistema eléctrico necesarios para simular el comportamiento del sistema eléctrico e incluyen:

- Topología de la red: archivo de simulación con la distribución y conectividad de los componentes del sistema. Estos componentes incluyen, al menos, las barras o nodos del sistema, generadores, líneas de transmisión y demandas.
- Planes de obra: considera las obras en construcción o planificadas de acuerdo con lo informado por las autoridades eléctricas y que constituyen obras de generación o transmisión que entrarán en servicio para los años de simulación.
- Costos de expansión, fijos y combustibles: corresponde a los costos de expandir la infraestructura de generación y transmisión, costos fijos de operación de centrales de generación y costos de combustibles de centrales de generación térmicas a combustible, respectivamente.
- Pronóstico de disponibilidad de recursos de generación: corresponde al perfil de disponibilidad del recurso primario de energía de las centrales de generación. En el caso de las centrales renovables variables, esta disponibilidad limita su capacidad máxima de producción. Por ejemplo, una central solar fotovoltaica tiene una capacidad de producción de energía de acuerdo con los niveles de radiación solar en cada instante de tiempo, por lo cual, su capacidad máxima de generación se estima de acuerdo con los pronósticos meteorológicos de disponibilidad de radiación solar. Estos perfiles de disponibilidad pueden estar disponibles en cada país de acuerdo con la metodología seguida por cada entidad operadora del sistema eléctrico.
- Demanda convencional: es la demanda eléctrica del sistema en cada nodo sin considerar la componente de electromovilidad. Esta demanda debe considerar el consumo eléctrico del sistema en cada nodo y sus proyecciones de crecimiento.
- Demanda EVs particulares: es la demanda eléctrica estimada para los vehículos particulares según lo presentado en la sección anterior, agrupada en cada subestación eléctrica. Esta subestación corresponde a un nodo del sistema eléctrico utilizado (topología de la red) por lo que su demanda eléctrica será la suma de la demanda convencional más esta componente.

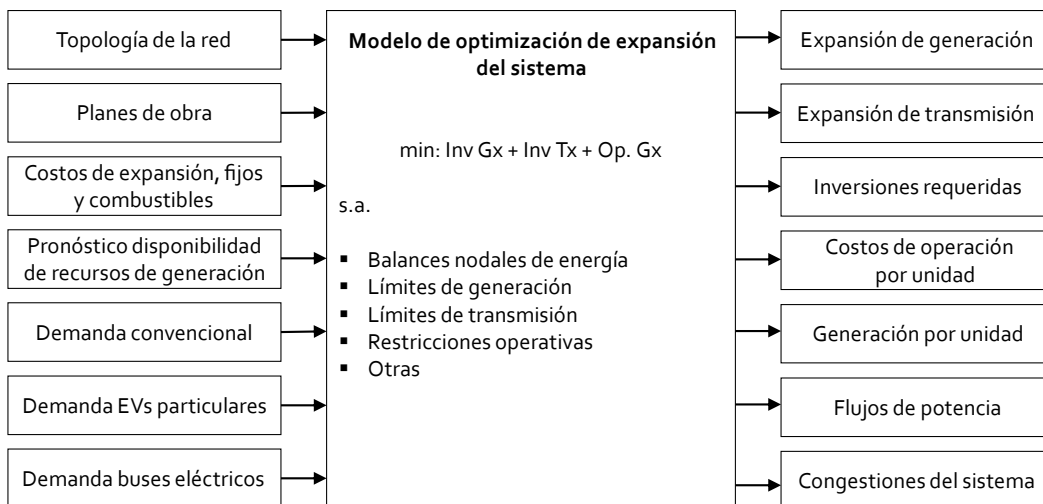
- Demanda buses eléctricos: corresponde a la demanda eléctrica estimada para los buses eléctricos para transporte público según lo presentado en la sección anterior, agrupada en cada subestación eléctrica. Esta subestación corresponde a un nodo del sistema eléctrico utilizado (topología de la red) por lo que su demanda eléctrica será la suma de la demanda convencional más esta componente.

El modelo matemático consiste en minimizar los costos de inversión y operación del sistema eléctrico sujeto a las restricciones del sistema eléctrico tales como la satisfacción de la demanda en cada nodo del sistema, límites de generación (capacidad mínima y máxima de cada unidad existente) y de transmisión (capacidades mínimas y máximas de transferencias), operacionales (como suficiencia de reservas, unidades forzadas, indisponibilidades, etc.) y otras que pueden variar según el sistema eléctrico en particular.

Los resultados de la optimización de la expansión del sistema incluyen las expansiones necesarias en generación y transmisión para abastecer la demanda total agregada, la cual integra la componente de electromovilidad. Junto con lo anterior, se obtiene la generación de cada central existente y nueva, los flujos de potencia por líneas y los costos totales del sistema.

Diagrama 5

Diagrama general del modelo para la simulación de la operación eléctrica para la estimación de impactos en la red



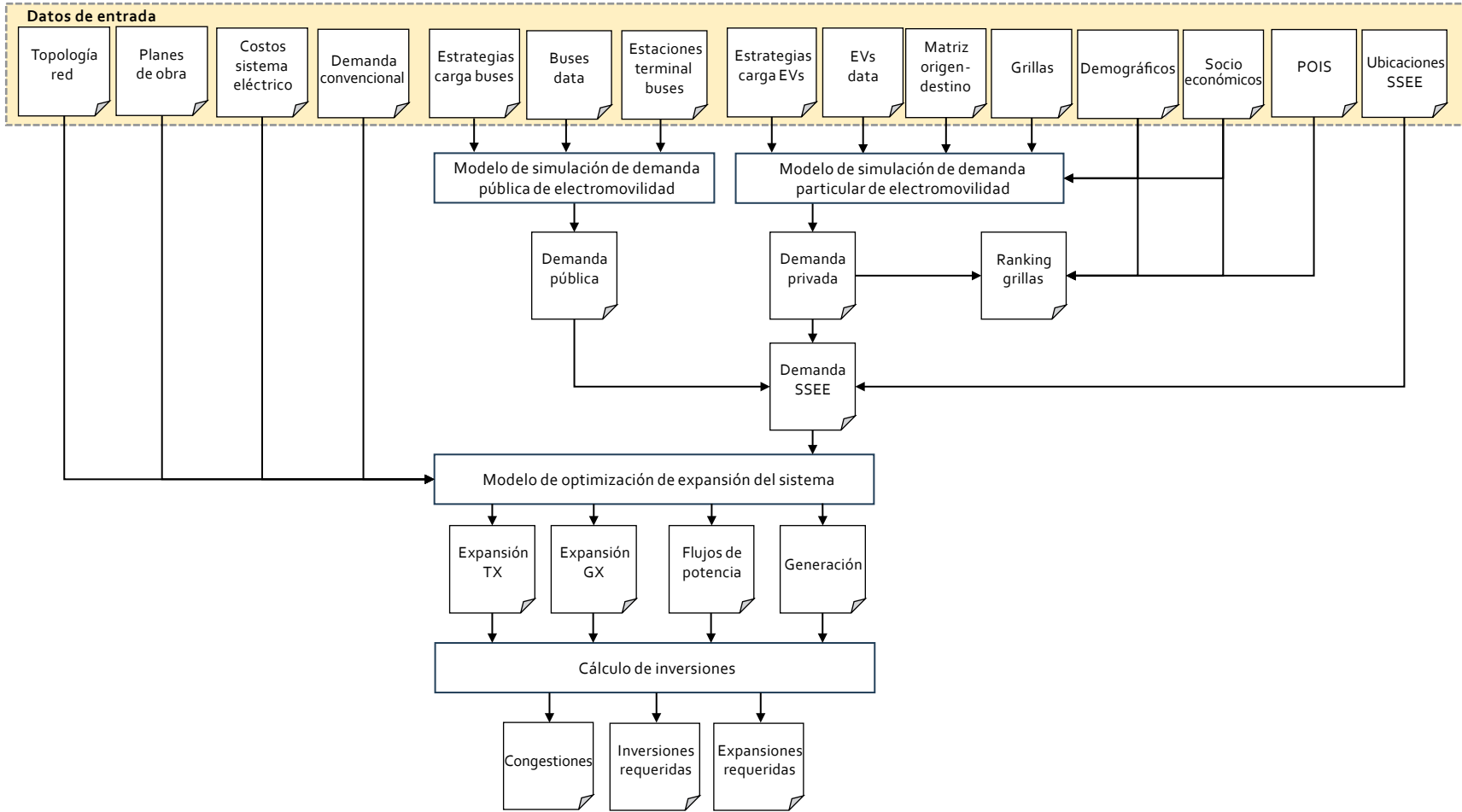
Fuente: Elaboración propia.

## C. Cálculo de inversiones

De las salidas del modelo de optimización de expansión del sistema, se analizan los flujos de potencia y las congestiones del sistema eléctrico para identificar dónde se requieren los refuerzos en la red y la generación adicional (renovable) para abastecer la demanda. Estos valores permiten determinar los costos finales de expansión de la infraestructura eléctrica de generación y transmisión necesaria para abastecer la demanda de electromovilidad.

Se desarrolló una herramienta para la aplicación de la metodología. Este desarrollo es de código abierto y combina herramientas de cálculo, visualización geográfica y procesamiento de datos. Permite la edición de bases de datos del sistema eléctrico, la simulación de la operación (además de expansión del sistema de transmisión) y la visualización de resultados. En el siguiente diagrama se presenta el esquema de datos de entrada, procesos intermedios y salidas finales. Los datos de entrada se almacenan en un archivo Excel, el cual se utiliza como archivo de entrada principal para la realización de las simulaciones. La herramienta procesa los datos de entrada, aplica los distintos modelos descritos y reporta las salidas intermedias y finales para su posterior análisis. La forma de uso de consiste en completar el archivo Excel con la información y el formato requerido, y luego ejecutar el modelo en Python completando los parámetros requeridos tales como rutas de entradas y salidas, resolución del modelo, zona de estudio, entre otros.

**Diagrama 6**  
**Diagrama general de la implementación de la metodología**



Fuente: Elaboración propia.



## Bibliografía

- PNUMA (Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente) (2021), "Evaluación de resultados, lecciones aprendidas y provisión de recomendaciones técnicas para el despliegue de buses eléctricos".
- \_\_\_\_\_ (2021a), "Reporte de Jornadas virtuales: Fortalecimiento de capacidades para la transición hacia el transporte público".
- \_\_\_\_\_ (2021b), "Desarrollo de una propuesta de estructura financiera".
- \_\_\_\_\_ (2021c), "Propuesta de Programa de articulación del Ecosistema de Innovación en Movilidad Eléctrica en Costa Rica".
- \_\_\_\_\_ (2021d), "Plan Nacional de Innovación en Electromovilidad".
- \_\_\_\_\_ (2021e), "Guía de autoevaluación para la electrificación de los buses de transporte público en Áreas Metropolitanas de América Latina".
- \_\_\_\_\_ (2021f), "Desarrollo de herramientas y estudio técnico para determinar el impacto en las redes eléctricas de Costa Rica ante la entrada de buses eléctricos de transporte público".
- \_\_\_\_\_ (2020a), "Análisis y mitigación de barreras para el despliegue de autobuses eléctricos en Costa Rica".
- \_\_\_\_\_ (2020b), "Elección de rutas basado en consumo de energía para el despliegue inicial de buses y su potencial de escalamiento, San José, Costa Rica".
- \_\_\_\_\_ (2020c), "Especificaciones técnicas para buses eléctricos y sus sistemas de recarga en el Área Metropolitana de San José, Costa Rica".
- \_\_\_\_\_ (2020d), "Apoyo al Marco Nacional de Cualificaciones".
- Universidad de Costa Rica (2020), "Desarrollo de herramientas y estudio técnico para determinar el impacto en las redes eléctricas de Costa Rica ante la entrada de buses eléctricos de transporte público".



El cambio climático y la emisión de gases de efecto invernadero son problemas mundiales, en que los sectores de la energía y el transporte son grandes contribuyentes. En la región, el transporte consume el 37% de la energía, principalmente de fuentes fósiles. Para reducir las emisiones, es necesario avanzar en el uso de fuentes de energía primaria renovables y modificar los patrones de consumo basados en combustibles fósiles, por ejemplo, mediante el uso de vehículos eléctricos en el transporte público y privado. Esto implica un aumento significativo de la demanda eléctrica y requiere una planificación adecuada de las redes eléctricas para evitar congestión y falta de capacidad de transmisión. En este estudio, en la provincia de San José (Costa Rica), se evaluaron los impactos y las necesidades de inversión para la electromovilidad, considerando tres escenarios de integración. Los resultados mostraron que se necesitará un aumento del 12,7% en inversiones de generación y transmisión respecto de las inversiones estimadas previamente por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para cumplir las metas del Plan Nacional de Descarbonización del país a 2030. Además, se requerirán inversiones anuales del 0,35% del PIB hasta 2030 para adquirir buses eléctricos y expandir la infraestructura para la electromovilidad.