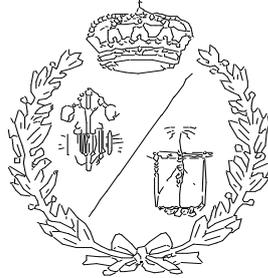


**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Máster

**Análisis de la capacidad de suministro de una
red eléctrica urbana considerando los nuevos
paradigmas de generación y demanda**

**(Analysis of the supply capacity of an urban
power grid considering the new generation and
demand paradigms)**

Para acceder al Título de

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERIA INDUSTRIAL**

Autor: Jon Arteta Ibinarriaga

Marzo - 2023

Índice de Contenido

| | |
|---|----|
| 1. Introducción..... | 1 |
| 1.1. Alcance..... | 2 |
| 1.2. Objetivos..... | 2 |
| 1.3. Metodología..... | 2 |
| 1.4. Herramientas..... | 4 |
| 2. Estado del Arte..... | 5 |
| 2.1. Red Eléctrica..... | 5 |
| 2.1.1. Tipos de redes..... | 5 |
| 2.1.2. Red Eléctrica Nacional..... | 5 |
| 2.1.3. Red Eléctrica Santander..... | 8 |
| 2.2. Tendencias y Previsiones..... | 10 |
| 2.2.1. Movilidad..... | 10 |
| 2.2.2. Climatización..... | 13 |
| 2.2.3. Autoconsumo..... | 16 |
| 3. Desarrollo..... | 19 |
| 3.1. Diseño..... | 19 |
| 3.1.1. Demanda- Movilidad..... | 19 |
| 3.1.2. Demanda- Climatización..... | 21 |
| 3.1.3. Generación- Autoconsumo..... | 22 |
| 3.1.4. Simulación..... | 24 |
| 3.1.5. Resultados..... | 28 |
| 4. Conclusiones..... | 35 |
| 5. Bibliografía..... | 36 |
| ANEXO I. Cálculo de Escenarios..... | 44 |
| I. Cálculo Escenarios Movilidad..... | 44 |
| II. Cálculo Escenarios Climatización..... | 46 |
| III. Cálculo Escenarios Autoconsumo..... | 48 |
| ANEXO II. Cálculo de la Demanda..... | 51 |
| I. Cálculo de la Demanda en Movilidad..... | 51 |
| II. Cálculo de la Demanda en Climatización..... | 52 |

Índice de Tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Preguntas de Investigación..... | 2 |
| Tabla 2. Potencia y capacidad de referencia para cada vehículo eléctrico..... | 3 |
| Tabla 3. Potencia de referencia para bombas de calor..... | 4 |
| Tabla 4. Picos de demanda real de energía eléctrica a nivel nacional- Verano (i.e. 21-06-2021) | 7 |
| Tabla 5. Picos de demanda real de energía eléctrica a nivel nacional- Invierno (i.e. 21-12- 2021)..... | 7 |
| Tabla 6. Subestaciones dentro del Municipio de Santander..... | 8 |
| Tabla 7. Subestaciones fuera del Municipio de Santander..... | 8 |
| Tabla 8. Población en España a nivel Nacional, Peninsular y en Santander..... | 9 |
| Tabla 9. Picos de demanda real de energía eléctrica en Santander- Verano (i.e. 21-06-2021) | 10 |
| Tabla 10. Picos de demanda real de energía eléctrica en Santander- Invierno (i.e. 21-12-2021) | 10 |
| Tabla 11. Políticas y compromisos entorno al vehículo eléctrico..... | 11 |
| Tabla 12. Parque Santanderino de vehículos eléctricos en los años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA..... | 13 |
| Tabla 13. Políticas y compromisos entorno a la calefacción y refrigeración, afectando a la implantación de bombas de calor..... | 13 |
| Tabla 14. Parque Santanderino de bombas de calor en los años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA..... | 15 |
| Tabla 15. Políticas y compromisos entorno al autoconsumo y el desarrollo de energía Solar fotovoltaica..... | 16 |
| Tabla 16. Capacidad Solar PV en Santander para los años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA..... | 17 |
| Tabla 17. Picos de demanda eléctrica para la carga de vehículos eléctricos (Santander). Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA..... | 20 |
| Tabla 18. Picos de demanda eléctrica para la climatización en verano y en invierno (Santander). Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA..... | 22 |
| Tabla 19. Picos de generación de los sistemas de autoconsumo en verano y en invierno (Santander). Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA..... | 23 |
| Tabla 20. Tabla de transformadores adaptada..... | 25 |
| Tabla 21. Tabla de líneas adaptada..... | 26 |
| Tabla 22. Propiedades de las líneas..... | 27 |
| Tabla 23. Parámetros de Red (Caso Base)..... | 29 |
| Tabla 24. Parámetros de Red (Caso 1)..... | 30 |
| Tabla 25. Parámetros de Red (Caso 2)..... | 32 |
| Tabla 26. Picos de demanda eléctrica en Santander (Verano). Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA..... | 33 |
| Tabla 27. Picos de demanda eléctrica en Santander (Invierno). Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA..... | 34 |
| Tabla 28. Previsiones de desarrollo para el vehículo eléctrico en Europa..... | 44 |
| Tabla 29. Evolución del vehículo eléctrico en España..... | 45 |

| | |
|---|----|
| Tabla 30. Población de Cantabria y Santander | 46 |
| Tabla 31. Total de equipos de calefacción y refrigeración en el sector residencial (España)... | 47 |
| Tabla 32. Consumos energéticos de calefacción y refrigeración en el sector residencial (España)..... | 47 |
| Tabla 33. Datos y estadísticas sobre bombas de calor en España. | 47 |
| Tabla 34. Población de España y Santander. | 48 |
| Tabla 35. Evolución de la potencia instalada para el autoconsumo en España. | 49 |
| Tabla 36. Población de España y Santander. | 49 |
| Tabla 37. Evolución de la potencia instalada para el autoconsumo en Santander..... | 49 |
| Tabla 38. Capacidades del parque de vehículos eléctricos de Santander..... | 51 |
| Tabla 39. Tiempo de carga de los vehículos eléctricos..... | 51 |
| Tabla 40. Capacidad del parque de bombas de calor en Santander. Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA. | 52 |

Índice de Figuras

| | |
|--|----|
| Fig. 1. Mapa del sistema eléctrico español (2016). [7] | 6 |
| Fig. 2. Demanda real de energía eléctrica nacional- Verano (i.e. 21-06-2021). Fuente: REE..... | 7 |
| Fig. 3. Demanda real de energía eléctrica nacional- Invierno (i.e. 21-12-2021). Fuente: REE.... | 7 |
| Fig. 4. Esquema de alimentación eléctrica actual al municipio de Santander. Fuente: E-on..... | 9 |
| Fig. 5. Demanda real de energía eléctrica en Santander- Verano (i.e. 21-06-2021)..... | 9 |
| Fig. 6. Demanda real de energía eléctrica en Santander- Invierno (i.e. 21-12-2021)..... | 10 |
| Fig. 7. Previsiones de crecimiento para el parque de vehículos eléctricos europeo. Fuente: IEA..... | 12 |
| Fig. 8. Proporción de EV en el parque nacional de vehículos para los escenarios ESC, EPE y EA..... | 12 |
| Fig. 9. Escenario Políticas Establecidas (Izq.) y Escenario Políticas Avanzadas (Der.) para Bombas de Calor (España)..... | 15 |
| Fig. 10. Previsiones de crecimiento para el parque de bombas de calor nacional..... | 15 |
| Fig. 11. Previsiones de crecimiento de la potencia instalada para el autoconsumo en el sector comercial e industrial (Der.) y en el sector residencial (Izq.)..... | 17 |
| Fig. 12. Demanda energética para la carga de vehículos eléctricos en Santander. Escenarios ESC, EPE y EA (2025)..... | 20 |
| Fig. 13. Demanda energética para la carga de vehículos eléctricos en Santander. Escenarios ESC, EPE y EA (2030)..... | 20 |
| Fig. 14. Demanda energética para la climatización en verano (Izq.) y en invierno (Der.) en Santander. Escenarios ESC, EPE, EA (2025)..... | 22 |
| Fig. 15. Demanda energética para la climatización en verano (Izq.) y en invierno (Der.) en Santander. Escenarios ESC, EPE, EA (2030)..... | 22 |
| Fig. 16. Generación energética de los sistemas de autoconsumo en verano (Izq.) y en invierno (Der.) en Santander. Escenarios ESC, EPE, EA (2025)..... | 23 |
| Fig. 17. Generación energética de los sistemas de autoconsumo en verano (Izq.) y en invierno (Der.) en Santander. Escenarios ESC, EPE, EA (2030)..... | 23 |
| Fig. 18. Red Eléctrica de Santander (Modelo simplificado)..... | 24 |
| Fig. 19. Evolución de la demanda eléctrica en Santander (Verano). Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE, EA..... | 33 |
| Fig. 20. Evolución de la demanda eléctrica en Santander (Invierno). Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE, EA..... | 34 |
| Fig. 21. Porcentajes de adopción EV España y Cantabria..... | 46 |

Acrónimos

| | |
|------------|--|
| ACS..... | Agua Caliente Sanitaria |
| AT..... | Alta Tensión |
| BEV..... | Vehículo eléctrico de batería |
| CA..... | Corriente Alterna |
| CC..... | Corriente Continua |
| CE..... | Comisión Europea |
| CO2..... | Dióxido de Carbono |
| EA..... | Escenario Acelerado |
| EHPA..... | Asociación Europea de Bombas de Calor |
| EPE..... | Escenario Políticas establecidas |
| ESC..... | Escenario Sin Cambios |
| EV..... | Vehículo Eléctrico |
| FEDER..... | Fondo Europeo de Desarrollo Regional |
| GW..... | Gigavatio |
| HEV..... | Vehículo eléctrico híbrido |
| IDAE..... | Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía |
| IEA..... | International Energy Agency |
| INE..... | Instituto Nacional de Estadística |
| JTM..... | Mecanismo de Transición Justa |
| KTEP..... | Kilotonelada Equivalente de Petróleo |
| kV..... | Kilovoltio |
| kW..... | Kilovatio |
| kWh..... | Kilovatio hora |
| LAT..... | Línea de Alta Tensión |
| LIFE..... | Instrumento Financiero para el Medio Ambiente |
| MT..... | Media Tensión |
| MVA..... | Megavoltiamperio |
| Mvar..... | Megavoltiamperio reactivo |

| | |
|---------------|---|
| MW..... | Megavatio |
| MWh..... | Megavatio hora |
| NAMA..... | Acción Nacional de Mitigación Apropiaada |
| NDC..... | Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional |
| PERTE..... | Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica |
| PHEV..... | Vehículo eléctrico híbrido enchufable |
| PT..... | Parque Tecnológico |
| PU..... | Valor Por Unidad |
| RE..... | Red Eléctrica |
| RED..... | Directiva de Equipos Radioeléctricos |
| REE..... | Red Eléctrica Española |
| REHVA..... | Federación Europea de Calefacción, Ventilación y Aire Acondicionado |
| RHC-ETIP..... | Plataforma Europea de Tecnología e Innovación en Calefacción y Refrigeración Renovables |
| TCAC..... | Tasa de Crecimiento Anual Compuesto |
| UE..... | Unión Europea |

1. Introducción

Ante la amenaza que supone el cambio climático, gobiernos y organizaciones de todo el mundo han unido fuerzas para, progresivamente, ir adaptando las mecánicas de producción, los hábitos de consumo o los medios de transporte, hacia alternativas más sostenibles con el medio ambiente. Un compromiso que, a nivel internacional, se ve ratificado por medio de pactos jurídicamente vinculantes como el Acuerdo de París, el cual, tras su entrada en vigor el 4 de noviembre de 2016, define el compromiso común de los países firmantes para limitar el aumento en la temperatura media global a 1,5°C- 2,0°C (i.e. Comparación con los niveles pre-industriales) [1].

Para el exitoso cumplimiento de este acuerdo, países de todo el mundo han desarrollado estrategias de acción climática a medio-largo plazo, estableciendo sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs) para la reducción progresiva de los gases de efecto invernadero.

En el caso de España, las Acciones Nacionales de Mitigación Apropriadas (NAMAs) y los NDCs se ven encaminados, principalmente, hacia a la financiación y desarrollo de tecnologías de carácter renovable, la eficiencia energética y la electrificación, así como a la gestión y regulación de los ecosistemas nacionales, los mercados de carbono y el sistema agrario [2].

Como resultado de estas medidas, el sistema eléctrico español ha experimentado un crecimiento en su capacidad de generación eléctrica, llegando a superar en 2021 los 112 GW de potencia instalada [3], de los cuales la generación renovable supuso el 37.5% del total [4]. Pero, ¿Son los sistemas de distribución eléctricos españoles capaces de gestionar correctamente estos aumentos de potencia?

Para responder a esa pregunta, se han de considerar elementos como; el auge de la electrificación, la entrada del vehículo eléctrico, la implantación de sistemas de autoconsumo o el uso de bombas de calor como alternativa a las calderas de gas. Es por ello que, a fin de analizar y comprender las reacciones de la red eléctrica española ante los posibles aumentos en la demanda eléctrica y la intermitencia derivada de la generación renovable, se recomienda estudiar y simular los posibles escenarios resultantes de la adopción de estas tecnologías, así como las necesidades de la red en cada momento.

1.1. Alcance

Este estudio se centrará en el análisis y evaluación de las afecciones y posibles necesidades de la red eléctrica española, ante los posibles cambios derivados de las tendencias de electrificación experimentadas en los últimos años (ej. aumento del parque de coches eléctricos, autoconsumo en los hogares españoles).

Para comprender el impacto generado y las acciones requeridas, especialmente en áreas de mayor densidad poblacional, se modelarán diferentes escenarios, o casos, en la red de distribución eléctrica de una zona urbana (i.e. Santander), estudiando los efectos sobre la red y proponiendo mecanismos o equipos a emplear en una posible adaptación futura.

El análisis hará uso de fuentes de información de acceso público, incluyendo tanto contenido de la Universidad de Cantabria, como de otras organizaciones, instituciones o centros de investigación. El cálculo, modelado y simulación de los diferentes escenarios definidos serán realizados en base a la información adquirida de estas fuentes.

Este estudio no hará uso de encuestas, cuestionarios, consultas u otras metodologías de investigación que puedan afectar a la privacidad de terceros.

1.2. Objetivos

El objetivo principal de este análisis es comprender el funcionamiento de los sistemas de distribución de energía eléctrica en España, evaluando sus necesidades en el medio-largo plazo en función de la demanda eléctrica. Para ello se buscará responder a las cuestiones de la Tabla 1.

Tabla 1. Preguntas de Investigación.

Preguntas de Investigación

1. *¿Qué variables podrían influir en la demanda energética en los próximos años?*
2. *¿Es la red eléctrica española capaz de adaptarse a la entrada de estas variables?*
3. *¿Cuáles son los efectos de estas variables en la red eléctrica de una Zona Urbana (i.e. Santander)?*
4. *¿Qué necesidades de capacidad pueden presentarse en la red eléctrica en el medio-largo plazo?*
5. *¿Qué posibles lagunas de investigación se han detectado durante el desarrollo del análisis?*

1.3. Metodología

El estudio realizará una evaluación general del estado del arte de la red eléctrica española, profundizando en Santander como zona de elevada densidad poblacional. A su vez, se analizará la evolución de la demanda eléctrica en España para los próximos años, estudiando aquellas variables capaces de generar un impacto considerable en el sistema de transmisión eléctrica.

Analizadas estas variables, se definirán 3 posibles escenarios de evolución, los cuales se simularán en una herramienta común (i.e. Panda Power) bajo unos parámetros de referencia.

- **Escenario Sin Cambios.** La demanda eléctrica sigue la tendencia de los últimos años. No hay variaciones apreciables.
- **Escenario Políticas Establecidas.** La demanda eléctrica se ve afectada por la influencia de las variables identificadas y las políticas establecidas. Es apreciable una variación moderada con respecto a la Hipótesis de situación sin cambios.
- **Escenario Acelerado.** La demanda eléctrica se ve afectada por la influencia de las variables identificadas, así como por las políticas y comunicaciones avanzadas. Es apreciable una variación elevada con respecto a la Hipótesis de situación sin cambios.

Finalmente, en base a los resultados obtenidos, se propondrán rutas de acción y recomendaciones para satisfacer las necesidades de demanda en cada escenario. Adicionalmente, se perseguirá identificar posibles lagunas de conocimiento que requieran de investigación adicional.

En cuanto a los valores de cálculo, se establecerán las siguientes medidas base para el desarrollo de las estimaciones de oferta y demanda eléctrica.

- **Movilidad.** La clasificación de vehículos se define por la Directiva 2007/46/CE, distinguiendo entre las categorías M1 o N1 para vehículos ligeros y M2, M3, N2 o N3 para vehículos pesados. Los valores de potencia de recarga utilizados para los vehículos eléctricos e híbridos enchufables son los establecidos bajo la "*Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo*" del año 2021. Es así que se diferencian los siguientes puntos de carga;
 - *Coches y furgonetas.* Se cargan en Puntos de recarga de potencia normal (i.e. Media trifásica en CA).
 - *Autobuses.* Se cargan en Puntos de recarga de alta potencia (i.e. Punto de carga rápida en CC)
 - *Camiones.* Se cargan en Puntos de recarga de alta potencia (i.e. Puntos de recarga ultrarrápida en CC- Nivel 1 y 2)

Las capacidades de las baterías eléctricas son definidas en base a las medias generales estimadas en el mercado. Los valores seleccionados se alinearán con el horizonte temporal definido en este estudio.

La Tabla 2, define la potencia y capacidad de cada modelo de vehículo, citando el origen de los datos.

Tabla 2. Potencia y capacidad de referencia para cada vehículo eléctrico.

| | Potencia (kW) | Fuente | Capacidad (kWh) | Fuente |
|-------------------------|---------------|--------------------|-----------------|------------------------|
| Autobuses (BEV) | 150 | CE | 350 | Ecodes |
| Autobuses (PHEV) | 150 | CE | 87,5 | Adaptado |
| Turismos (BEV) | 22 | CE | 60 | Ecodes |
| Turismos (PHEV) | 22 | CE | 15 | Ecodes |
| Camiones (BEV) | 350 | CE | 600 | Ecodes |
| Camiones (PHEV) | 350 | CE | 150 | Adaptado |
| Furgonetas (BEV) | 22 | CE | 60 | Ecodes |

| | | | | |
|-------------------|----|--------------------|----|------------------------|
| Furgonetas (PHEV) | 22 | CE | 15 | Ecodes |
|-------------------|----|--------------------|----|------------------------|

- **Climatización.** Dado el foco de este análisis, solo se tendrán en cuenta bombas de calor dentro del sector residencial. A su vez, las bombas de calor contabilizadas serán aquellas bajo la Directiva 2009/28/EC (RED I) y la Decisión de la Comisión del 1 de marzo de 2013, dado que, bajo esta clasificación, se considera que suplen de energía renovable al consumidor.

La Tabla 3, define la potencia que cada uno de estos modelos de bomba de calor es capaz de suplir, citando el origen de los datos.

Tabla 3. Potencia de referencia para bombas de calor.

| | Potencia (kW) | Fuente |
|------------------------------|---------------|----------------------|
| Bombas de calor Aerotérmicas | 4,5 | IDAE |
| Bombas de calor Geotérmicas | 22 | IDAE |

- **Autoconsumo.** Se considerará tanto la potencia de autoconsumo instalada en el sector residencial, como en el sector comercial y en la industria, dejando de lado los sistemas *off-grid* y los grandes sistemas de suministro. Los valores de potencia instalada, disponibles en las diferentes plataformas públicas, serán directamente aplicados en el análisis.

1.4. Herramientas

Para la realización del análisis, se hará uso del software Panda Power. Una herramienta de planificación de sistemas de energía capaz de realizar análisis avanzados para redes de distribución y transmisión eléctrica.

El código para la realización de la simulación en Panda Power se programará mediante Python 3.8.8.

2. Estado del Arte

Esta sección busca analizar la clasificación utilizada para las diferentes zonas de servicio eléctrico, así como la situación actual de las redes tanto a nivel nacional, como urbano. A su vez, se estudiarán las diferentes tendencias que, de cara al futuro, podrían influenciar la evolución de la red eléctrica, evaluando su nivel de desarrollo y capacidad de impacto, posteriormente, realizar las previsiones que permitirán la definición de posibles escenarios de evolución de la red.

2.1. Red Eléctrica

Este apartado explora las diferentes categorizaciones dentro del servicio de suministro eléctrico a fin de definir los campos a estudiar, las condiciones de los mismos y las características que los distinguen. De manera similar, se estudiará la demanda de energía eléctrica experimentada a nivel peninsular en España, así como la demanda y el estado de la red en una zona urbana típica (i.e. Santander).

2.1.1. Tipos de redes

El Real Decreto 1955/2000 define y regula los elementos y actividades relacionadas con el transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. En él se establece una clasificación para la calidad de servicio en función de la extensión, distinguiendo entre [5]:

- **Calidad individual.** Definida por contrato y referida a cada consumidor.
- **Calidad zonal.** Relacionada con una zona geográfica concreta. Es atendida por un único distribuidor.

Las zonas se categorizan en base a la siguiente distribución.

- **Zona urbana.** Conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia, aunque no lleguen a la cifra anterior.
- **Zona semiurbana.** Conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.
- **Zona rural.** Se distinguen los siguientes tipos:
 - o *Zona rural concentrada.* Conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.
 - o *Zona rural dispersa.* conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros, así como los suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.

2.1.2. Red Eléctrica Nacional

La red eléctrica nacional, gestionada por *Red Eléctrica* como transportista único y operador del sistema, está compuesta por unos 44.000 kilómetros de líneas de alta tensión, 6.000 subestaciones eléctricas y 93.000 MVA de capacidad de transformación.

Para asegurar la calidad y la fiabilidad de la red, el sistema ha de ser desarrollado, ampliado y mantenido acorde a las necesidades de los usuarios. Esto es, ha de ser capaz de suplir la demanda

eléctrica en los diferentes puntos del territorio nacional, ajustando la capacidad de las instalaciones acorde a las necesidades y previsiones futuras.



Fig. 1. Mapa del sistema eléctrico español (2016). [7]

Esta demanda variará dependiendo de la época del año y del sistema eléctrico que se esté analizando. Dentro de estos sistemas, REE distingue los siguientes; Península, Islas Baleares, Mallorca, Menorca, Ibiza, Formentera, Islas Canarias, Tenerife, El Hierro, Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura, Fuerteventura, La Gomera, Lanzarote, La Palma, Ceuta, Melilla.

2.1.2.1. Demanda de Energía Eléctrica- Nacional

La demanda eléctrica diaria a nivel nacional sufre variaciones leves durante el año, destacando los cambios debidos a las estaciones de verano e invierno. Estos cambios, se muestran gráficamente en las Figuras 2 y 3, donde se subrayan los picos máximos y mínimos (Tablas 4 y 5).

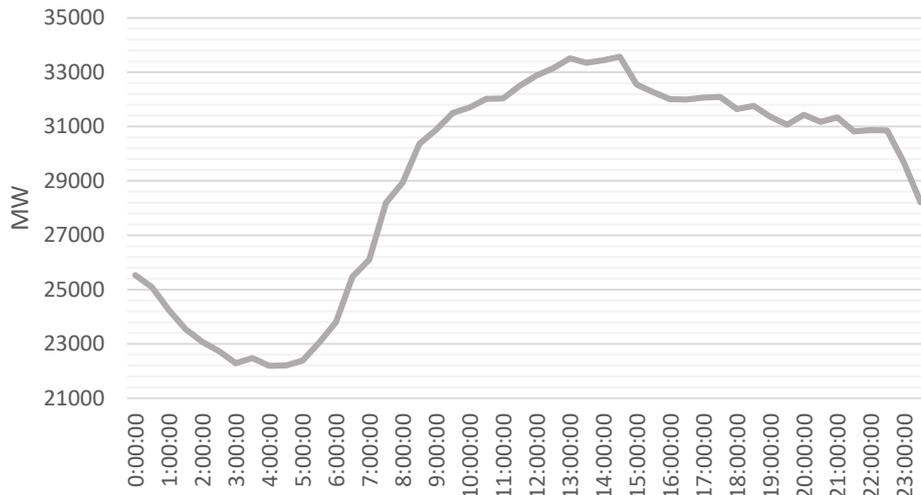


Fig. 2. Demanda real de energía eléctrica nacional- Verano (i.e. 21-06-2021). Fuente: REE.

Tabla 4. Picos de demanda real de energía eléctrica a nivel nacional- Verano (i.e. 21-06-2021)

| | Potencia Demandada (MW) | Fuente |
|---------------|-------------------------|--------|
| Máximo | 33.868 | REE |
| Mínimo | 22.110 | REE |

Debido a la caída de temperaturas y a la reducción de las horas de luz disponibles durante el día, el consumo eléctrico aumenta durante el invierno. Un aumento en la demanda energética que puede visualizarse a partir de las 17:00, pero que va cayendo una vez entrada la noche.

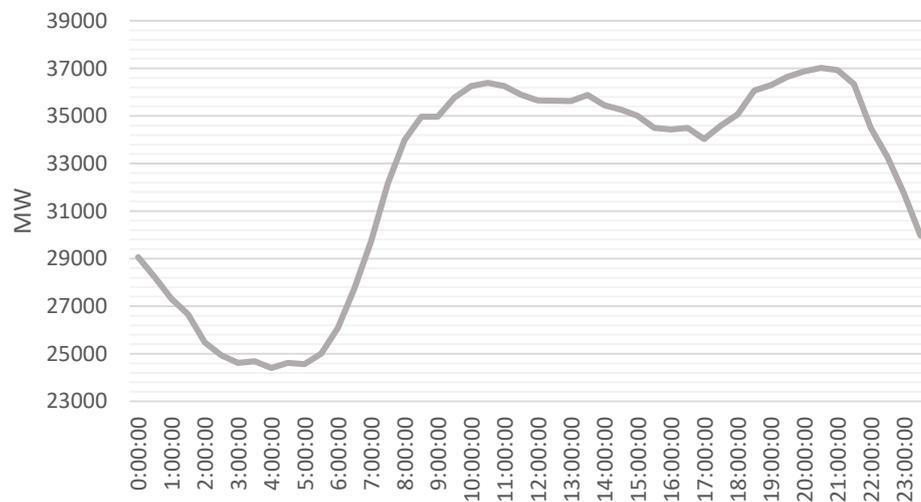


Fig. 3. Demanda real de energía eléctrica nacional- Invierno (i.e. 21-12-2021). Fuente: REE.

Tabla 5. Picos de demanda real de energía eléctrica a nivel nacional- Invierno (i.e. 21-12-2021)

| | Potencia Demandada (MW) | Fuente |
|---------------|-------------------------|--------|
| Máximo | 37.153 | REE |
| Mínimo | 24.362 | REE |

2.1.3. Red Eléctrica Santander

Como zona urbana a analizar, el municipio de Santander cuenta con una potencia total contratada de 572 MW, donde las puntas de consumo actuales rondan entorno a los 200 MW. La energía es suministrada por la empresa Viesgo Distribución Eléctrica (Grupo EDP), la cual abastece a los más de 600 centros de transformación del municipio mediante 6 subestaciones.

Tabla 6. Subestaciones dentro del Municipio de Santander.

| Nombre | Relación de Transformación | Potencia Instalada |
|---------------------------|----------------------------|--------------------|
| Candina | 55/12 kV | 90 MVA (30+30+30) |
| Tantín | 55/12 kV | 40 MVA (20+20) |
| Las Llamas | 55/12 kV | 60 MVA (30+30) |
| Nueva Montaña | 55/12 kV | 60 MVA (30+30) |
| Valdecilla | 55/12 kV | 20 MVA |
| Parque Tecnológico | 55/12 kV | 20 MVA |

El nudo que suministra de energía a Santander y alrededores es Cacicedo, con un transformador de 220/55 kV de 180 MVA. Esta subestación se encuentra a las afueras del municipio, junto con la subestación de Corbán, pero pueden considerarse como parte de la infraestructura eléctrica de Santander. Adicionalmente, existen las subestaciones de Funditubo y GSW que alimentan estas industrias.

Las subestaciones están interconectadas por una red de 55 kV, asegurando el suministro. Posteriormente, desde estas subestaciones se realiza la distribución a 12 kV a los centros de transformación 12/0,4 kV de la localidad.

Tabla 7. Subestaciones fuera del Municipio de Santander.

| Nombre | Relación de Transformación | Potencia Instalada |
|-----------------|----------------------------|---------------------------|
| Corbán | 55/12 kV | 32 MVA (20+12) |
| Cacicedo | 220/55 kV 55/12 kV | 180 MVA 60 MVA (30+30) |

Al no tener ningún centro de generación, Santander depende totalmente de la red de distribución nacional a través de una única línea de alimentación principal (i.e. Línea LAT 220 kV Penagos- Cacicedo). En caso de fallo en la red de transporte que alimenta a la subestación de Cacicedo, gran parte del municipio se vería afectado por un corte de suministro.

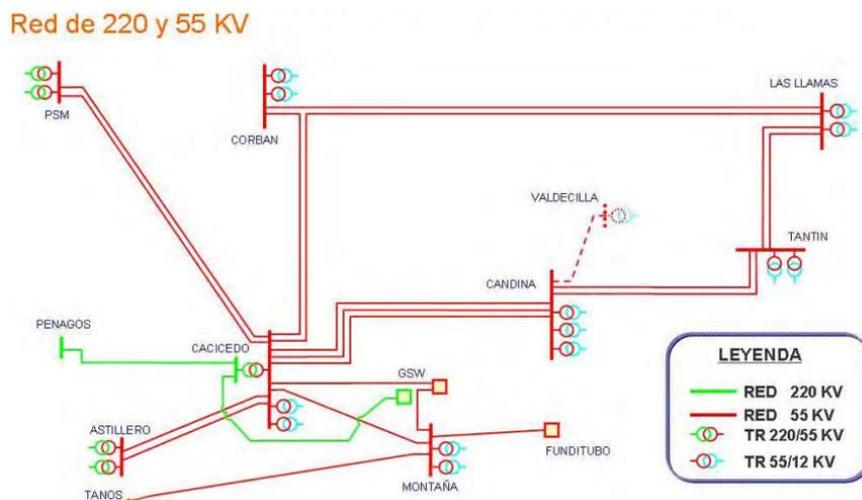


Fig. 4. Esquema de alimentación eléctrica actual al municipio de Santander. Fuente: E-on.

2.1.3.1. Demanda de Energía Eléctrica- Santander

Red Eléctrica de España no ofrece públicamente datos concretos sobre el consumo eléctrico de Santander. Es por ello, que se ha adaptado la demanda eléctrica diaria a nivel peninsular para ajustarse a la demanda del municipio. En esta, se han destacado los cambios en invierno y en verano.

Este ajuste está basado en la proporción de ciudadanos residentes en Santander, frente a la cantidad de ciudadanos residentes a nivel peninsular (i.e. Tabla 8).

Tabla 8. Población en España a nivel Nacional, Peninsular y en Santander.

| | Población | Fuente |
|------------------|------------------|---------------|
| Nacional | 47.432.805 | INE, 2021 |
| Península | 43.699.520 | INE, 2021 |
| Santander | 172.221 | INE, 2021 |

Las Figuras 4 y 5 muestran gráficamente la variación en la demanda. Las Tablas 7 y 8 subrayan los picos máximos y mínimos.

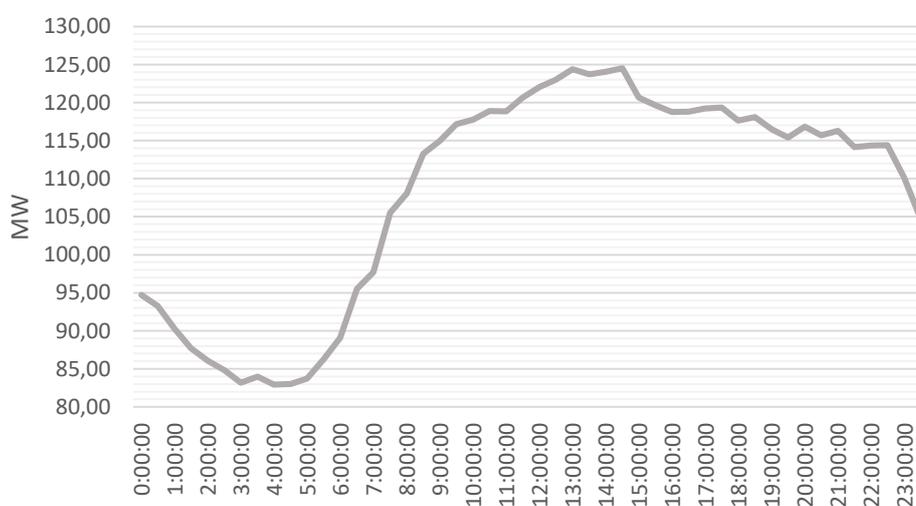


Fig. 5. Demanda real de energía eléctrica en Santander- Verano (i.e. 21-06-2021)

Tabla 9. Picos de demanda real de energía eléctrica en Santander- Verano (i.e. 21-06-2021)

| | Potencia Demandada (MW) | Fuente |
|---------------|-------------------------|---------------|
| Máximo | 134,98 | REE- Adaptado |
| Mínimo | 93,43 | REE- Adaptado |

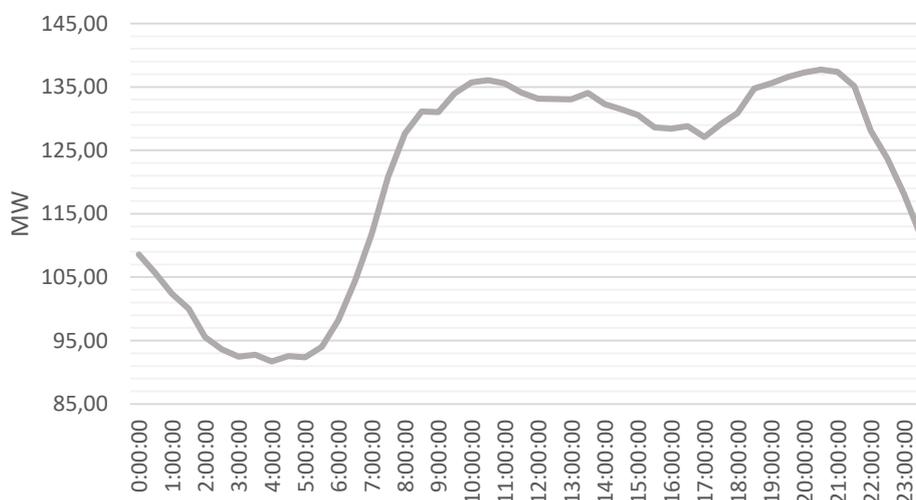


Fig. 6. Demanda real de energía eléctrica en Santander- Invierno (i.e. 21-12-2021)

Tabla 10. Picos de demanda real de energía eléctrica en Santander- Invierno (i.e. 21-12-2021)

| | Potencia Demandada (MW) | Fuente |
|---------------|-------------------------|---------------|
| Máximo | 138,88 | REE- Adaptado |
| Mínimo | 91,03 | REE- Adaptado |

2.2. Tendencias y Previsiones

La estrategia de descarbonización europea pasa, en su conjunto, por la apuesta por las energías renovables, la eficiencia energética y la electrificación. Esto incluye la introducción de variables clave como; el vehículo eléctrico, el almacenamiento, la climatización sostenible o los electrodomésticos inteligentes.

Durante esta etapa de transición se prevé que, en el caso de España, la electrificación de la economía alcance valores de hasta el 50% para 2050 [13].

Esta sección busca analizar y conocer los posibles escenarios de adopción para cada una de estas variables, a fin de estudiar su capacidad de impacto en la red eléctrica.

2.2.1. Movilidad

En lo que se refiere al transporte y la movilidad urbana, la gran apuesta a nivel mundial gira en torno al vehículo eléctrico, donde, solo en España, se prevé una inversión de 24.000 millones de euros durante el periodo 2021-2023, a través del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) [14]. Dicho esto, en base a los compromisos adquiridos y las políticas de impulso avanzadas, el desarrollo de este tipo de alternativas puede llegar a ser incluso mayor de lo esperado.

2.2.1.1. Compromisos y Políticas

Los compromisos y políticas de desarrollo más destacadas, tanto en Europa como en España, se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11. Políticas y compromisos entorno al vehículo eléctrico.

| Europa |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"> - Normas de comportamiento en materia de emisiones de CO₂ de turismos y furgonetas. (2019) - Reducción de las emisiones de CO₂ en vehículos pesados. (2019) - Clean Vehicles Directive. (2019) - Estrategia de movilidad sostenible e inteligente: encauzar el transporte europeo de cara al futuro. (2020) - Ley Climática Europea. (2021) - Pacto Verde Europeo. (2021) - Horizon Europe (2021) - Propuesta de reglamento del parlamento europeo y del consejo relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. (2021) - Propuesta de reglamento del parlamento europeo y del consejo por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/631 en lo que respecta al refuerzo de las normas de comportamiento en materia de emisiones de CO₂ de los turismos nuevos y de los vehículos comerciales ligeros nuevos, en consonancia con la mayor ambición climática de la Unión. (2021) |
| España |
| <ul style="list-style-type: none"> - Plan nacional integrado de energía y clima. Objetivo de 5 millones de vehículos ligeros, autobuses y vehículos de dos y tres ruedas eléctricos para 2030. (2020) - Plan nacional integrado de energía y clima. Objetivo de 500 000 estaciones de carga EV en 2030. (2020) |

2.2.1.2. Evolución

En base a las políticas desarrolladas y los compromisos adquiridos, se prevé que el parque europeo de vehículos eléctricos alcance las 54,5 millones de unidades en 2030 (28,56% TCAC) siendo posible lograr las 66 millones (31,34% TCAC) en caso de que las políticas avanzadas se acaben adoptando.

En esta línea, la Figura 7 muestra diferentes escenarios de crecimiento para el vehículo eléctrico en Europa, calculados en base a las políticas establecidas (i.e. EPE) y avanzadas (i.e. EA) por los diferentes países europeos.

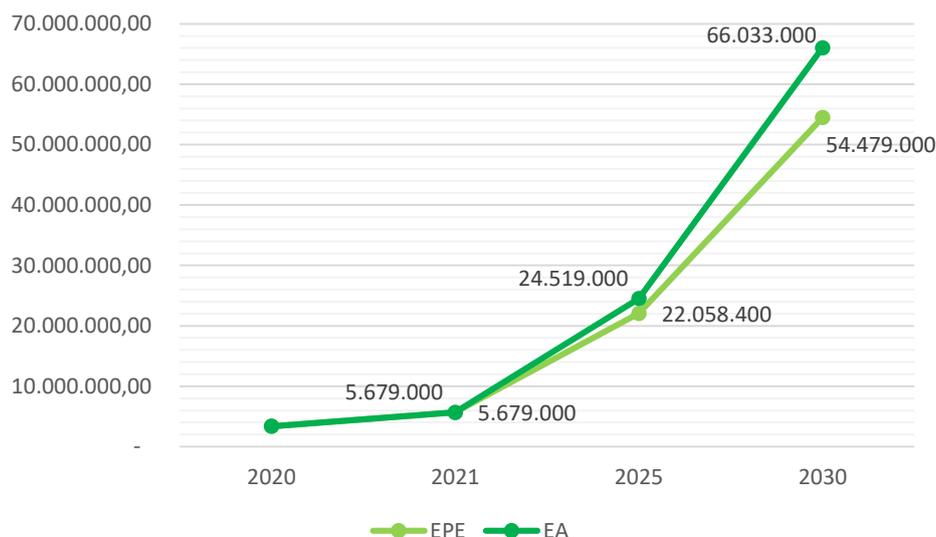


Fig. 7. Previsiones de crecimiento para el parque de vehículos eléctricos europeo. Fuente: IEA.

En cuanto a España, la cantidad de vehículos eléctricos dentro del parque nacional de vehículos ha ido aumentando progresivamente en los últimos años, representando en la actualidad entorno al 0,32% del total. No obstante, la cuota de vehículos eléctricos podría llegar a alcanzar el 11,90% en 2030 en función del impulso económico y las políticas desarrolladas.

Una representación gráfica de este crecimiento se presenta en la Figura 8, donde se muestra la evolución del parque nacional de vehículos junto con la evolución de la cuota de vehículo eléctrico en 3 escenarios diferentes; un escenario sin cambios en la tendencia (i.e. ESC); un escenario bajo las políticas establecidas (i.e. EPE) y un escenario acelerado en base a las políticas avanzadas (i.e. EA).

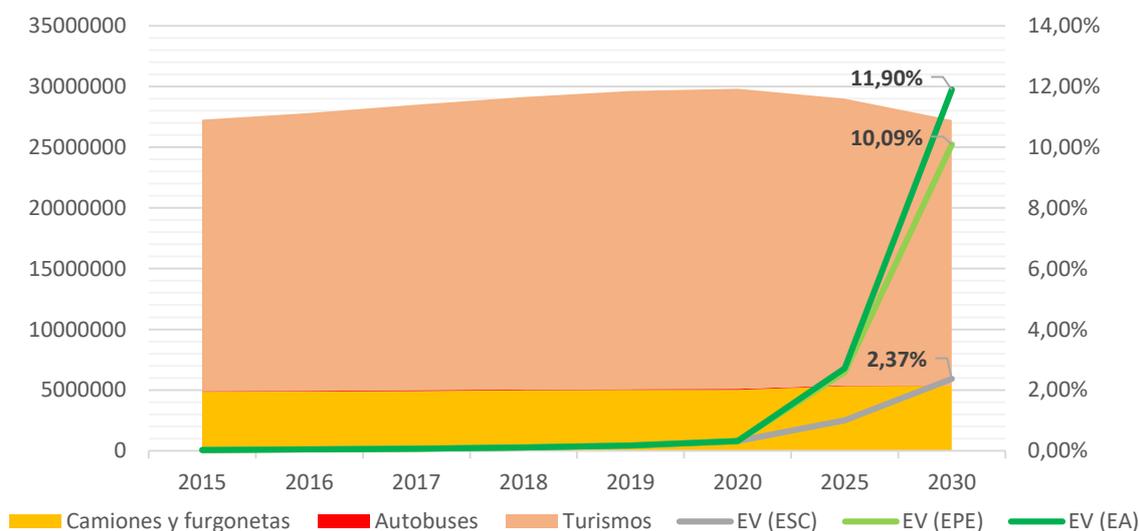


Fig. 8. Proporción de EV en el parque nacional de vehículos para los escenarios ESC, EPE y EA.

Para el caso particular de Santander, las estimaciones sobre el nivel de adopción de vehículo eléctrico bajo estos 3 escenarios se presentan en la Tabla 12.

Tabla 12. Parque Santanderino de vehículos eléctricos en los años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA.

| | Escenario Sin Cambios | | Escenario Políticas Establecidas | | Escenario Acelerado | |
|---|-----------------------|-------|----------------------------------|--------|---------------------|--------|
| | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 |
| Autobuses (BEV) | 2 | 4 | 10 | 109 | 11 | 113 |
| Autobuses (PHEV) | 0 | 0 | 1 | 5 | 1 | 10 |
| Turismos (BEV) | 395 | 929 | 786 | 2.717 | 953 | 4.073 |
| Turismos (PHEV) | 512 | 1.457 | 845 | 2.684 | 748 | 2.171 |
| Camiones (BEV) | 380 | 2.431 | 483 | 5.211 | 842 | 15.475 |
| Camiones (PHEV) | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 8 |
| Furgonetas (BEV) | 66 | 146 | 194 | 1.344 | 254 | 1.974 |
| Furgonetas (PHEV) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Parque de Vehículos (% Vehículo eléctrico) | 1,28% | 4,90% | 2,18% | 11,90% | 2,65% | 23,49% |

Los datos relativos al cálculo de estos datos se presentan en el *Anexo I. Cálculo de Escenarios*.

2.2.2. Climatización

La calefacción y la refrigeración constituyen alrededor de la mitad del consumo energético de la UE. Pese a su relevancia, el proceso de transición de estos campos hacia fuentes renovables, o de emisiones cero, no ha alcanzado los niveles esperados. Y es que, en la actualidad, las energías renovables dentro del sector de la calefacción y la refrigeración representan únicamente el 23% del consumo total (Eurostat, 2020), un dato que dista mucho de los hitos alcanzados en el campo de la generación eléctrica.

Considerando el papel central de la climatización en Europa, reconocido en el Plan de Objetivos Climáticos del Pacto Verde Europeo y en el paquete "Fit for 55", los países de la UE esperan aumentar la proporción de energías renovables dentro del sector de la calefacción y la refrigeración.

A fin de alcanzar este objetivo, la utilización de electrodomésticos como la Bomba de Calor se presenta como una solución clave en el proceso de descarbonización de las economías europeas, donde se incluye a España y, por tanto, a Santander.

2.2.2.1. Compromisos y Políticas

Los compromisos y políticas de desarrollo más destacadas, tanto en Europa como en España, se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13. Políticas y compromisos entorno a la calefacción y refrigeración, afectando a la implantación de bombas de calor.

| Europa |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"> - Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética. (2012) - Estrategia de la UE relativa a la calefacción y la refrigeración. (2016) - Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre la Gobernanza de la Unión de la Energía y la Acción por el Clima. (2018) - Directive 2009/28/EC, o Directiva de energías renovables. (2018) |

- Reglamento Delegado (UE) 2019/826 de la Comisión, referido al contenido de las evaluaciones completas del potencial de una calefacción y una refrigeración eficientes. (2019)
- Propuesta de directiva del parlamento europeo y del consejo por la que se modifican la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo y la Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables. (2021)
- Ley Climática Europea. (2021)
- Pacto Verde Europeo. (2021)
- Fit for 55. (2022)
- UE «Ahorrar energía». (2022)

España

- Plan de recuperación, transformación y resiliencia / Modernización de la administración pública IV. (2021)

Se ha de subrayar que la comisión ha realizado varios estudios para apoyar el desarrollo de políticas entorno a este tipo de tecnologías. Dicho esto, un mayor compromiso está aún por comunicarse.

En cuanto al sector privado, varios fabricantes están ampliando la producción de bombas de calor y están surgiendo nuevos modelos de negocio. Una reacción consecuencia de la creciente demanda por este tipo tecnologías.

2.2.2.2. Evolución

En España, la proporción de bombas de calor ha ido aumentando con el paso de los años, siendo su presencia especialmente relevante en el sector residencial, donde se realizan el 77,8% de las instalaciones de estos equipos (IDAE, 2019).

Su presencia en el mercado varía dependiendo del uso, representando el 16,16% de los electrodomésticos utilizados para la calefacción y el 48,09% de los utilizados para la refrigeración de espacios. Pese a que también pueden utilizarse para generar agua caliente sanitaria (ACS), su presencia en esta área no está tan extendida [19].

En base al crecimiento experimentado en los últimos años, el parque nacional de bombas de calor ha ido aumentando progresivamente, pudiendo estimarse una TCAC de entorno al 2,7% para el año 2050. No obstante, este crecimiento podría alcanzar el 9,6% en función del impulso económico y las políticas desarrolladas.

En esta línea, la Figura 9 muestra diferentes escenarios de crecimiento para bombas de calor aerotérmicas y geotérmicas en España, calculados en base a las políticas establecidas (i.e. EPE) y a posibles avances de carácter ambicioso (i.e. EA).

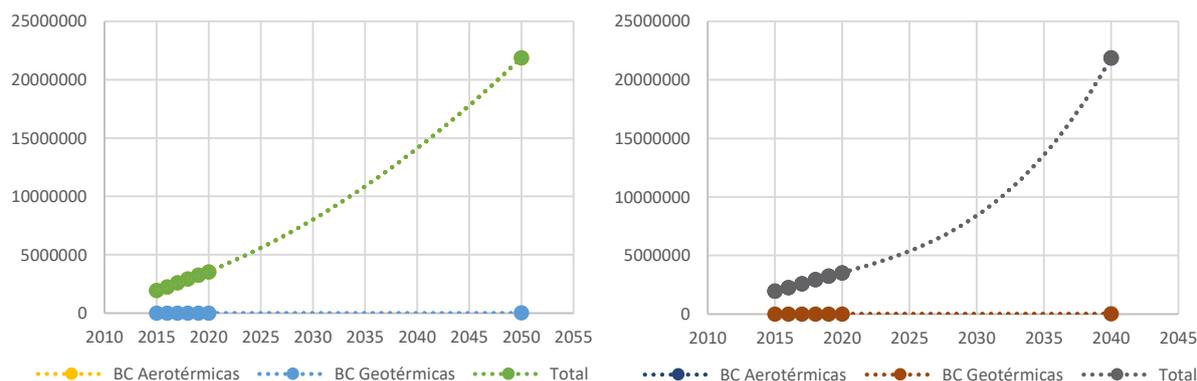


Fig. 9. Escenario Políticas Establecidas (Izq.) y Escenario Políticas Avanzadas (Der.) para Bombas de Calor (España).

Para el caso particular de Santander, se ha asumido un crecimiento en línea con la media nacional. La Figura 10, muestra la evolución del parque de bombas de calor en 3 escenarios diferentes; un escenario sin cambios en la tendencia (i.e. ESC); un escenario bajo las políticas establecidas (i.e. EPE) y un escenario acelerado bajo las políticas avanzadas (i.e. EA).

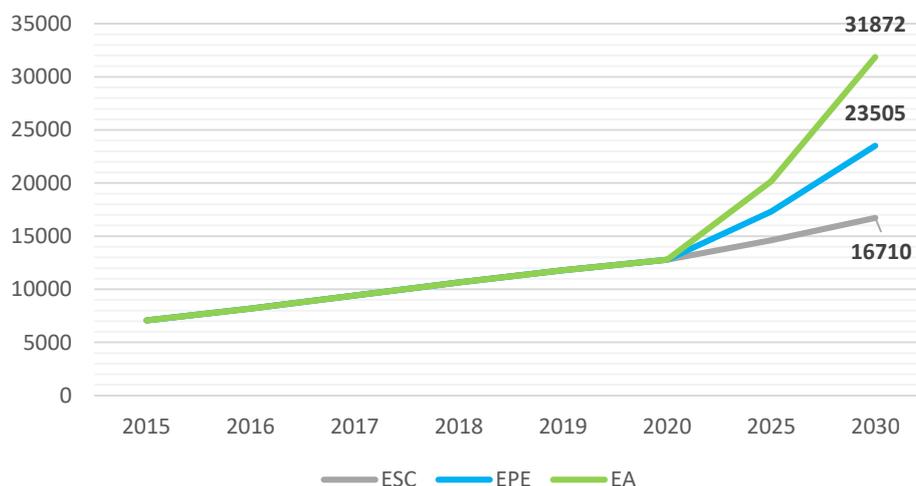


Fig. 10. Previsiones de crecimiento para el parque de bombas de calor nacional.

Las estimaciones sobre el número de equipos instalados bajo estos 3 escenarios se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14. Parque Santanderino de bombas de calor en los años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA.

| | Escenario Sin Cambios | | Escenario Políticas Establecidas | | Escenario Acelerado | |
|-------------------------------------|-----------------------|--------|----------------------------------|--------|---------------------|--------|
| | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 |
| Bombas de calor Aerotérmicas | 14.604 | 16.698 | 17.319 | 23.485 | 20.168 | 31.846 |
| Bombas de calor Geotérmicas | 12 | 13 | 14 | 20 | 17 | 26 |
| Total | 14.615 | 16.710 | 17.333 | 23505 | 20.185 | 31.872 |

Las consideraciones relativas al cálculo de estos datos se presentan en el Anexo I. Cálculo de Escenarios.

2.2.3. Autoconsumo

Los sistemas de energía solar fotovoltaica han experimentado un crecimiento record en los últimos años, superando los 1.000 TWh a nivel global el pasado 2021 [20]. Este desarrollo viene impulsado por el abaratamiento de los sistemas de generación, que posiciona a la tecnología como una de las opciones de menor coste en la mayor parte del mundo.

En línea con este crecimiento, el autoconsumo en los hogares y comercios Europeos ha ido aumentando progresivamente, llegando a estimarse 18GW de potencia instalada para el año 2024 solo en el sector residencial europeo [21]. En el caso de España, la derogación del Real Decreto 900/2015 (i.e. Conocido comúnmente como “impuesto al sol”) a finales de 2018 y la aprobación del Real Decreto ley 244/2019 (i.e. Regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica), generó tracción en la adopción de este tipo de alternativas.

Dicho esto, aún se necesita un crecimiento anual promedio de la generación del 25% durante el período 2022-2030 para alcanzar el escenario de cero emisiones netas para 2050 [20]. Es por ello, que el estímulo político y económico hacia este tipo de medidas a requiere de un mayor esfuerzo de tanto el sector público, como el privado.

2.2.3.1. Compromisos y Políticas

Los compromisos y políticas de desarrollo más destacadas, tanto en Europa como en España, se presentan en la Tabla 15.

Tabla 15. Políticas y compromisos entorno al autoconsumo y el desarrollo de energía Solar fotovoltaica.

| Europa |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"> - Plataforma Europea de Tecnología e Innovación en Calefacción y Refrigeración Renovables (RHC-ETIP). (2010) - Directiva 2009/28/CE sobre la Promoción de la Electricidad Producida a partir de Fuentes de Energía Renovables. (2019) - Presupuesto a largo plazo de la UE (2021-27) - Next Generation EU. (2021) - Redes Trans-europeas de Energía (TEN-E) Revisada. (2021) - Ley Climática Europea. (2021) - Programa Energético Europeo para la Recuperación. (2021) - Plataforma de Programación Conjunta ERA-Net Smart Energy Systems. (2021) - Inversiones del BEI para acción climática y energía limpia, transporte sostenible, y comunicaciones. (2021) - Plataforma Tecnológica Europea Fotovoltaica (2021) - Programa Europeo de Energía para la Recuperación. (2021) - Horizon Europe (2021) - InvestEU- Asistencia Energética Local Europea (ELENA). (2021) - Estrategia de Energía Solar de la UE. (2022) - Acuerdo sobre el Mecanismo Conectar Europa 2021-2027 – Energía (2022) - Fondo Social por el Clima. (2022) - Renovation Wave. (2022) - Fondo de Innovación - Inversiones en Proyectos Innovadores de Tecnología Limpia. (2022) - Presupuesto a largo plazo de la UE (2021-27) - Mecanismo de Transición Justa (JTM). (2022) - Presupuesto a largo plazo de la UE (2021-27) - LIFE - Transición de energía limpia. (2022) |
| España |

- Real Decreto-ley 23/2020. Medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. (2020)
- Real Decreto 244/2019. Regulación sobre las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. (2019)
- Real Decreto 110/2015. Regulación sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos. (2015)
- Hoja de Ruta del Autoconsumo. (2021)
- Préstamo del BEI para co-financiar proyectos de energía solar fotovoltaica en la Península Ibérica. (2021)
- SolCan. Ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología solar fotovoltaica situadas en Canarias cofinanciadas con Fondos Comunitarios FEDER. (2021)

2.2.3.2. Evolución

Las instalaciones de energía solar fotovoltaica se han multiplicado a nivel mundial en los últimos años, donde, solo en España, se ha experimentado un crecimiento del 21% durante el periodo 2020-21, siendo el autoconsumo el campo de mayor desarrollo en lo que a potencia instalada se refiere [22].

Actualmente, la presencia de estos equipos es especialmente notoria en el sector comercial e industrial, suponiendo el 93,3% de la potencia total instalada. Pese a ello, se espera que el sector residencial gane una mayor relevancia en lo que al autoconsumo se refiere, pudiendo llegar a alcanzar TCAC del 44.2% de cara al año 2026.

En esta línea, la Figuras 11 muestra diferentes escenarios de crecimiento en la potencia instalada para el autoconsumo en España, calculados en base a las políticas establecidas (i.e. EPE) y a posibles avances de carácter ambicioso (i.e. EA).

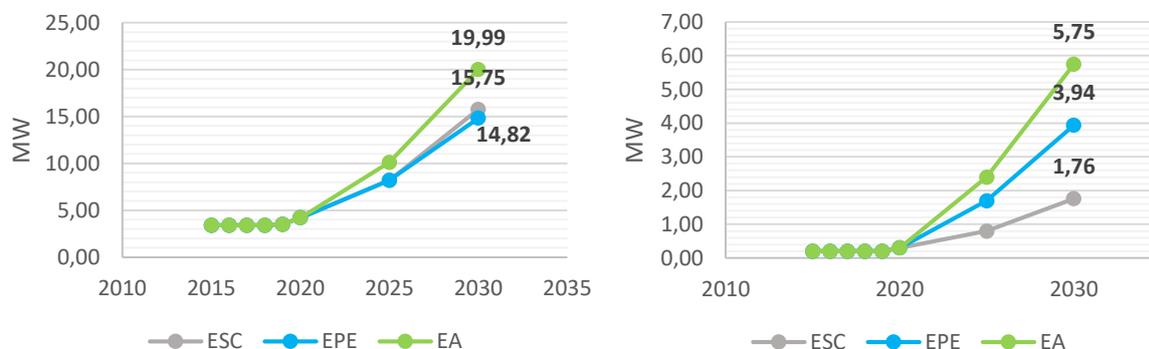


Fig. 11. Previsiones de crecimiento de la potencia instalada para el autoconsumo en el sector comercial e industrial (Der.) y en el sector residencial (Izq.).

Para el caso particular de Santander, se ha asumido un crecimiento en línea con la media nacional. La Tabla 16, muestra la evolución de la capacidad instalada en 3 escenarios diferentes; un escenario sin cambios en la tendencia (i.e. ESC); un escenario bajo las políticas establecidas (i.e. EPE) y un escenario acelerado bajo las políticas avanzadas (i.e. EA).

Tabla 16. Capacidad Solar PV en Santander para los años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA.

| | Escenario Sin Cambios | | Escenario Políticas Establecidas | | Escenario Acelerado | |
|---|-----------------------|-------|----------------------------------|-------|---------------------|-------|
| | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 |
| Sector Comercial e Industrial (MW) | 29,70 | 57,20 | 29,77 | 53,83 | 36,67 | 72,59 |

| | Escenario Sin Cambios | | Escenario Políticas Establecidas | | Escenario Acelerado | |
|--------------------------------|-----------------------|-------|----------------------------------|-------|---------------------|-------|
| | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 |
| Sector Residencial (MW) | 2,89 | 6,38 | 6,17 | 14,30 | 8,71 | 20,86 |
| Total (MW) | 32,60 | 63,58 | 35,95 | 68,13 | 45,39 | 93,45 |

Las consideraciones relativas al cálculo de estos datos se presentan en el *Anexo I. Cálculo de Escenarios*.

3. Desarrollo

Esta sección recoge y desarrolla los escenarios de aumento y reducción de demanda en base a las previsiones generadas en el *Apartado 2.2. Tendencias y Previsiones*.

Esto incluye, la definición de las potencias demandadas a la red durante el transcurso del día, así como el análisis relativo a las capacidades de la misma, a consecuencia de esta demanda, en un modelo adaptado de la Red de Santander. Para ello, el capítulo se dividirá en 2 sub-apartados;

- *Diseño*. Desarrollo de los escenarios a simular en la red de Panda Power.
- *Simulación*. Modelo simplificado en Panda Power de la red eléctrica de Santander.

3.1. Diseño

El sistema a modelar habrá de reflejar la demanda de energía bajo los escenarios identificados, atendiendo a los cambios debidos al clima u otros condicionantes.

Es así, que puede comprenderse una varianza en la demanda proveniente de 3 principales campos: la entrada del vehículo eléctrico; la calefacción y la refrigeración electrificada; y el autoconsumo. Estos, a su vez, se verán afectados por la época del año, dado que las necesidades de climatización variarán dependiendo de la estación, así como la energía generada por los sistemas solar-fotovoltaicos.

3.1.1. Demanda- Movilidad

Para modelar la demanda eléctrica se han de considerar la capacidad media de las baterías de los vehículos analizados y el tiempo de carga, el cual dependerá de la potencia de carga de las conexiones existentes.

A su vez, para la generación del modelo, se habrá de establecer una serie de condiciones, basadas tanto en los hábitos de los consumidores, como en otras premisas. Estas se presentan de manera estructurada a continuación:

- La probabilidad de que el parque de vehículos santanderino sea cargado diariamente, o en un solo día, es cuanto menos remota. Pese a ello, se asume que la red ha de ser capaz de suplir el 80% de la capacidad del parque.
- Se consideran dos etapas de carga:
 - o *Carga diurna*. Tendrá lugar durante el día, aumentando progresivamente desde las 6:30 y alcanzando su pico entre las 10:00 y las 12:30. Este supuesto se basa en hábitos y rutinas de trabajo, donde se asume que una parte de los ciudadanos aparcarán y conectarán su vehículo a alguno de los puntos de carga disponibles en el municipio.
 - o *Carga nocturna*. La demanda de energía aumentará progresivamente desde las 17:00, alcanzando su pico entre las 21:00 y las 22:00. Posteriormente, irá reduciéndose hasta alcanzar el punto de demanda mínima sobre las 2:00. Este supuesto se basa en hábitos y rutinas de trabajo, donde se asume que, tras completar su jornada laboral, los ciudadanos irán progresivamente conectando sus vehículos a la red [23].
- El uso de los vehículos y los horarios de carga de los mismos son iguales tanto en verano, como en invierno.

Bajo estas condiciones, las Figuras 12 y 13 muestran gráficamente la variación en la demanda. La Tabla 17 subraya los picos de demanda para la carga de vehículos eléctricos.

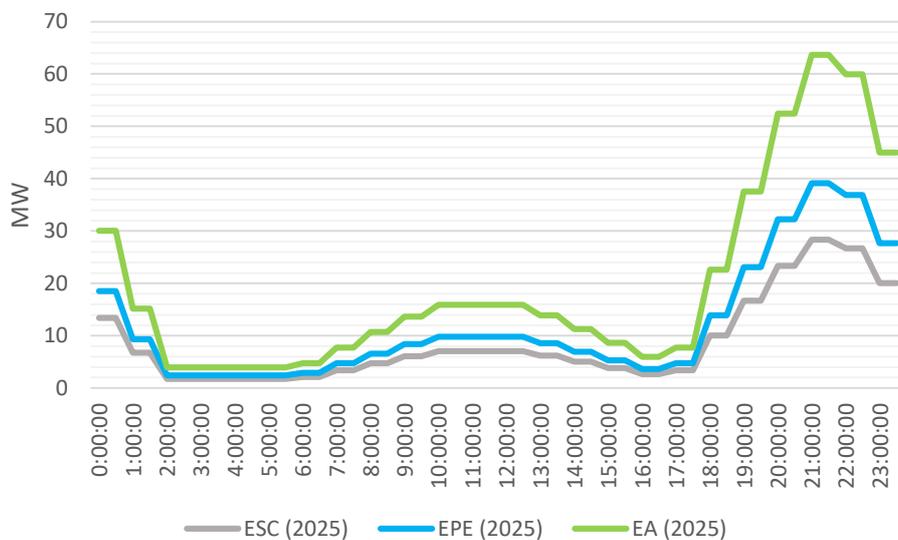


Fig. 12. Demanda energética para la carga de vehículos eléctricos en Santander. Escenarios ESC, EPE y EA (2025).

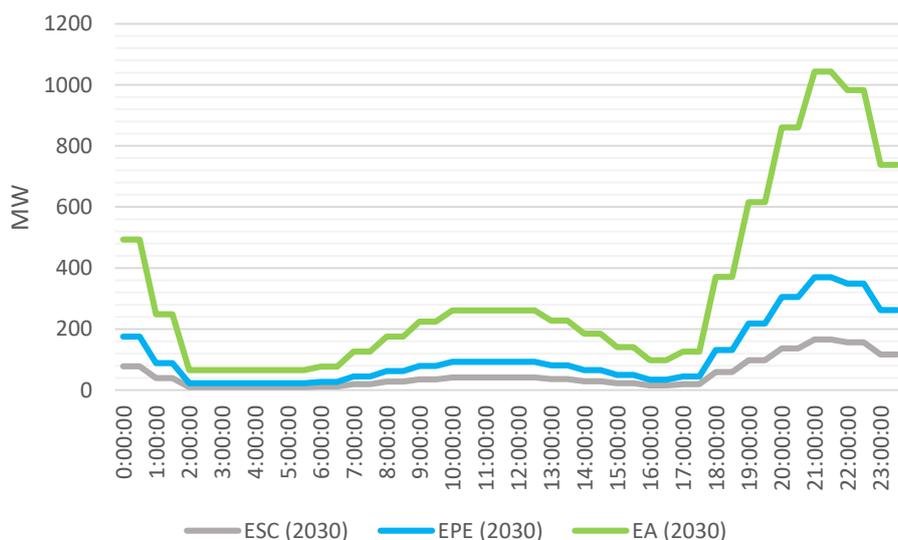


Fig. 13. Demanda energética para la carga de vehículos eléctricos en Santander. Escenarios ESC, EPE y EA (2030).

Tabla 17. Picos de demanda eléctrica para la carga de vehículos eléctricos (Santander). Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA.

| | ESC | | EPE | | EA | |
|--|-------|--------|-------|--------|-------|---------|
| | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 |
| Demanda Máxima, Carga Nocturna (MW) | 28,34 | 165,98 | 39,16 | 370,25 | 63,64 | 1043,54 |
| Demanda Máxima, Carga Diurna (MW) | 7,09 | 41,50 | 9,79 | 92,56 | 15,91 | 260,88 |
| Demanda Mínima (MW) | 1,77 | 10,37 | 2,45 | 23,14 | 3,98 | 65,22 |

Los datos relativos al cálculo de estos datos se presentan en el Anexo II. Cálculo de la Demanda.

3.1.2. Demanda- Climatización

La demanda eléctrica derivada de las necesidades de calefacción y refrigeración ha de considerar las diferencias en temperatura anuales de cara a la generación del modelo. A su vez, se habrá de establecer una serie de condiciones, basadas tanto en los hábitos de los consumidores, como en otras premisas. Estas se presentan de manera estructurada a continuación:

- No existe un horario fijo de encendido para la calefacción o la refrigeración, siendo lo más habitual hacer uso de estos equipos por la tarde, apagándose a primera hora de la noche. Dicho esto, conociendo las horas de mayor y menor temperatura a lo largo del año, pueden establecerse los siguientes supuestos.
 - o *Verano*. El amanecer se alcanza sobre las 6:30, registrándose la hora más calurosa del día entre 3 y 4 horas después del mediodía solar, siendo en España entre las 17:00 y las 19:00 [24][25].
La demanda de refrigeración crecerá progresivamente de 6:30 a 19:00, hora en la que alcanzará su pico. Debido al aumento de temperatura y al inicio de la actividad diaria, la demanda de energía aumentará en mayor medida a partir de las 10:00, anticipándose al mediodía (13:00). Posteriormente, irá reduciéndose hasta alcanzar el punto de demanda mínima a las 2:00.
 - o *Invierno*. La hora más fría es justo después del amanecer (8:30), concretamente entre 30 y 60 minutos después de la salida del sol (9:00-9:30). El anochecer se alcanza entorno a las 17:30 [24][26].
La demanda de calefacción crecerá progresivamente de 6:30 a 19:00, hora en la que alcanzará su pico (i.e. Supuesto basado en hábitos y rutinas de trabajo, donde se asume que gran parte de los ciudadanos estarán de vuelta en sus hogares entre las 19:00 y las 21:00 [23]). Debido a la caída de temperatura y al inicio de la actividad diaria, la demanda de energía aumentará en mayor medida a partir de las 10:00. Posteriormente, irá reduciéndose hasta alcanzar el punto de demanda mínima a las 2:00.
- La probabilidad de que el parque de vehículos santanderino sea cargado diariamente, o en un solo día, es cuanto menos remota. Pese a ello, se asume que la red ha de ser capaz de suplir el 80% de la capacidad del parque.
- No todos los equipos se utilizarán simultáneamente, ni utilizarán el 100% de su capacidad. Pese a ello, se asume que la red ha de ser capaz de suplir el 70% de la potencia de los equipos en invierno y el 35% en verano.
- La demanda mínima se establece en el 5% de la potencia de los equipos en invierno y el 2,5% en verano.

Bajo estas condiciones, las Figuras 14 y 15 muestran gráficamente la variación en la demanda. La Tabla 18 subraya los picos de demanda energética para la climatización.

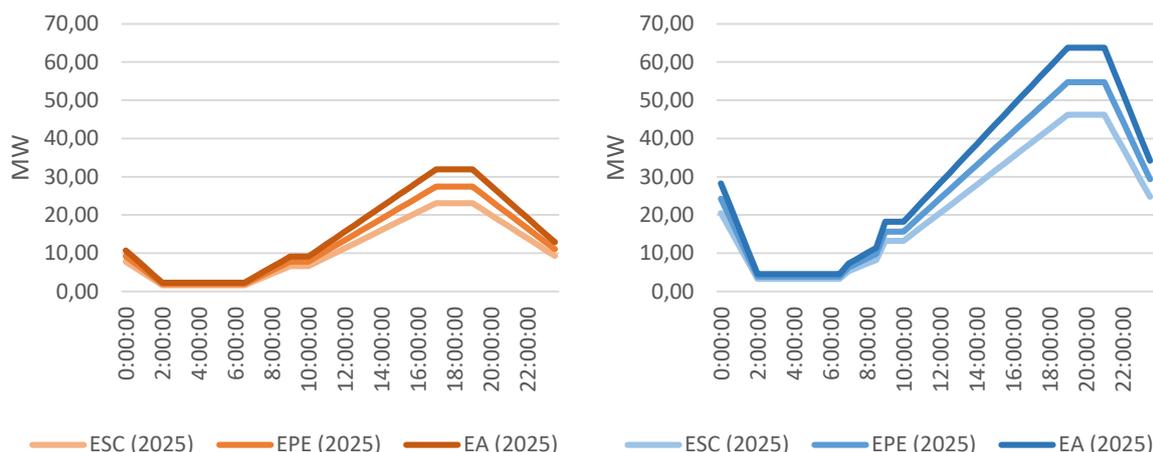


Fig. 14. Demanda energética para la climatización en verano (Izq.) y en invierno (Der.) en Santander. Escenarios ESC, EPE, EA (2025).

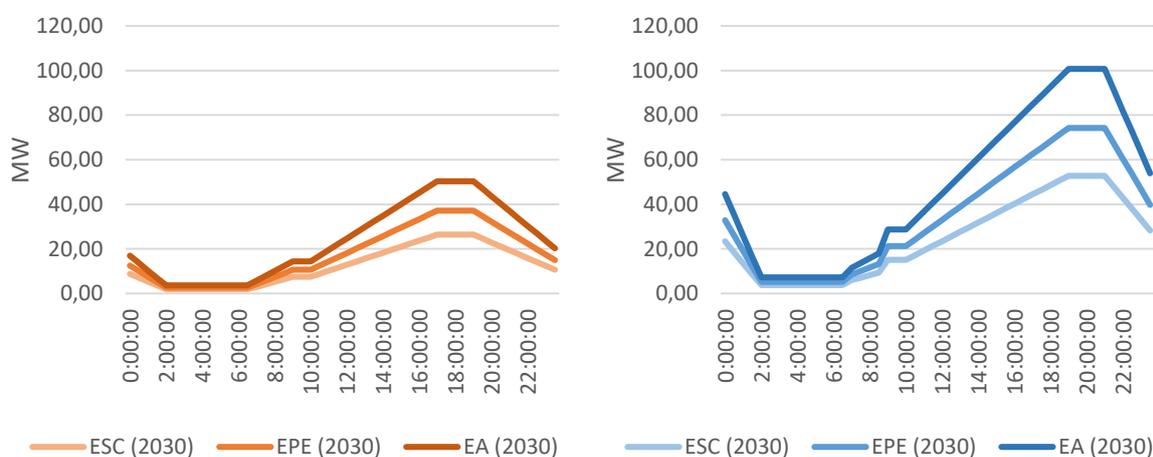


Fig. 15. Demanda energética para la climatización en verano (Izq.) y en invierno (Der.) en Santander. Escenarios ESC, EPE, EA (2030).

Tabla 18. Picos de demanda eléctrica para la climatización en verano y en invierno (Santander). Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA.

| | ESC | | EPE | | EA | |
|--------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 |
| Demanda Máxima, Invierno (MW) | 46,19 | 52,80 | 54,77 | 74,29 | 63,79 | 100,72 |
| Demanda Máxima, Verano (MW) | 23,09 | 26,40 | 27,39 | 37,14 | 31,90 | 50,36 |
| Demanda Mínima, Invierno (MW) | 3,30 | 3,77 | 3,91 | 5,31 | 4,56 | 7,19 |
| Demanda Mínima, Verano (MW) | 1,65 | 1,89 | 1,96 | 2,65 | 2,28 | 3,60 |

Los datos relativos al cálculo de estos datos se presentan en el Anexo II. Cálculo de la Demanda.

3.1.3. Generación- Autoconsumo

La curva de energía generada por los sistemas de autoconsumo variará en función de la disponibilidad solar, la cual se encuentra enlazada con la estación del año en la que nos encontremos.

Para la definición de la curva de generación eléctrica de los sistemas de autoconsumo en Santander, se ha hecho uso de los datos de generación solar fotovoltaica ofrecidos por REE,

adaptando los valores de generación a nivel peninsular en base a la proporción de ciudadanos residentes en Santander (i.e. Procedimiento similar al definido en el apartado 2.1.3.1. *Demanda de Energía Eléctrica- Santander*).

Las Figuras 16 y 17 muestran gráficamente la variación en la curva de generación. La Tabla 19 subraya los picos de generación energética de los sistemas de autoconsumo.

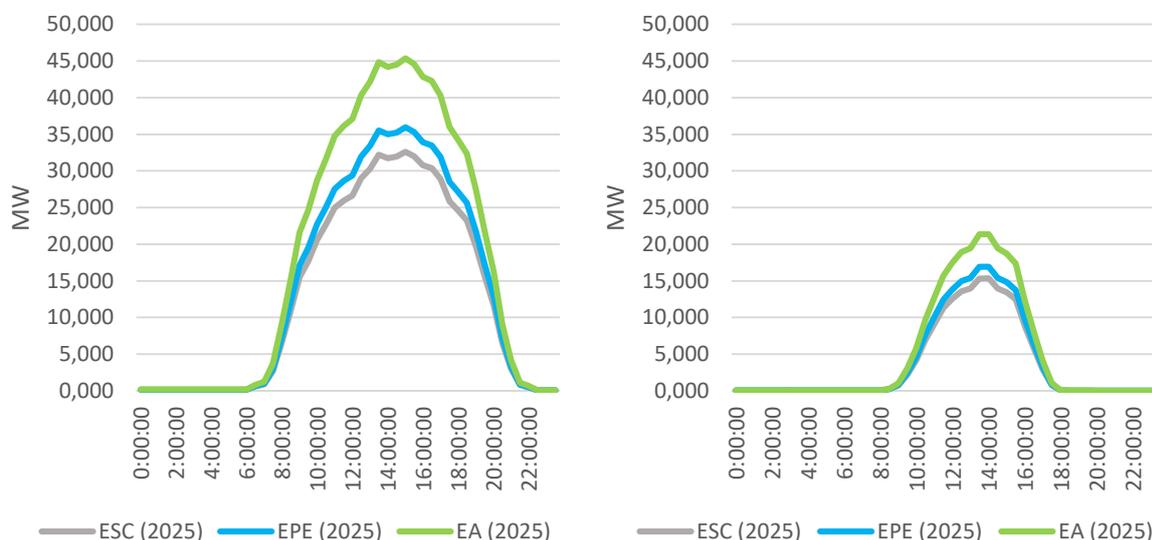


Fig. 16. Generación energética de los sistemas de autoconsumo en verano (Izq.) y en invierno (Der.) en Santander. Escenarios ESC, EPE, EA (2025).

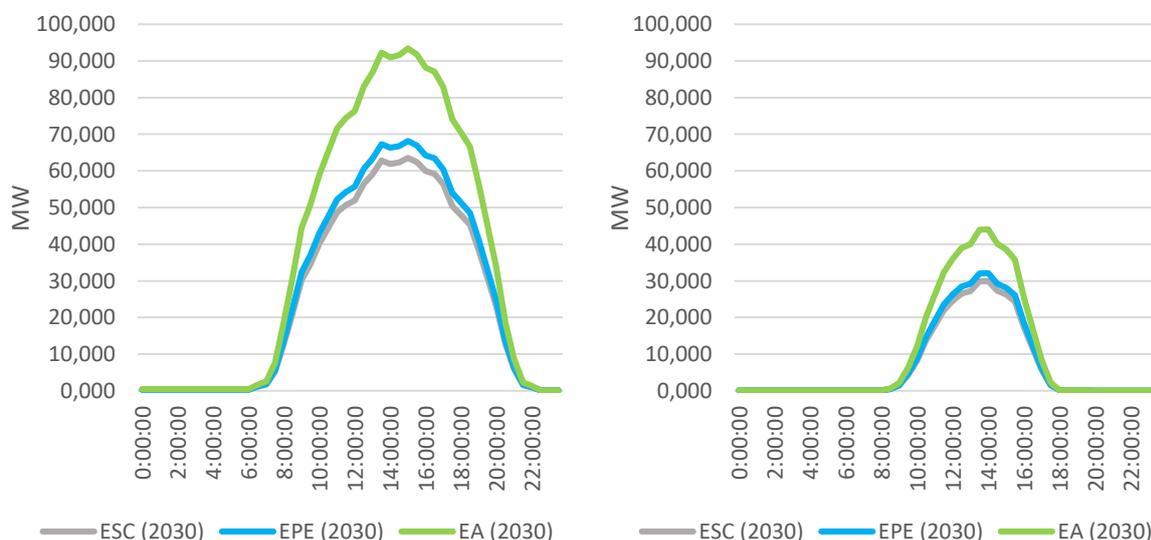


Fig. 17. Generación energética de los sistemas de autoconsumo en verano (Izq.) y en invierno (Der.) en Santander. Escenarios ESC, EPE, EA (2030).

Tabla 19. Picos de generación de los sistemas de autoconsumo en verano y en invierno (Santander). Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA.

| | ESC | | EPE | | EA | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 |
| Generación Máxima, Invierno (MW) | 15,35 | 29,94 | 16,93 | 32,09 | 21,38 | 44,01 |
| Generación Máxima, Verano (MW) | 32,60 | 63,58 | 35,95 | 68,13 | 45,39 | 93,45 |

| | ESC | | EPE | | EA | |
|---|------|------|------|------|------|------|
| | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 |
| Generación Mínima, Invierno (MW) | 0,02 | 0,04 | 0,02 | 0,05 | 0,03 | 0,06 |
| Generación Mínima, Verano (MW) | 0,04 | 0,05 | 0,09 | 0,05 | 0,10 | 0,07 |

3.1.4. Simulación

Se ha definido un modelo simplificado de la red eléctrica de Santander para la simulación de los diferentes casos de generación y demanda de energía (Figura 18). El sistema propuesto se compone de 8 subestaciones eléctricas, 7 generadores estáticos (i.e. sistemas de autoconsumo) y 14 cargas (i.e. 7 relativas al vehículo eléctrico y 7 a las necesidades de climatización residencial), además de las líneas que interconectan las respectivas subestaciones. La red tendrá una topología en anillo.

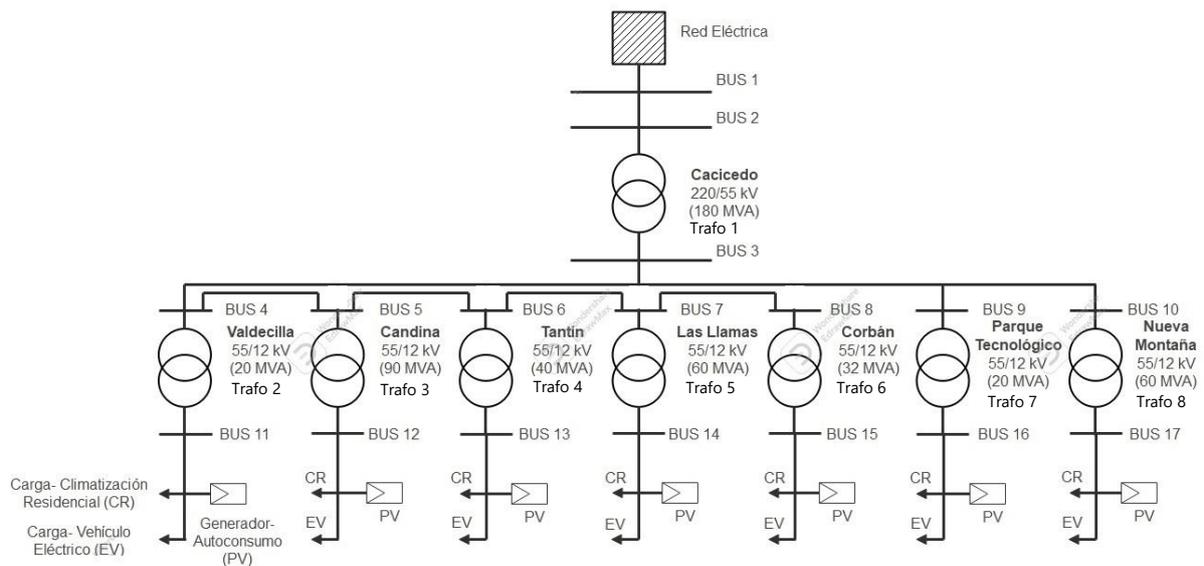


Fig. 18. Red Eléctrica de Santander (Esquema unifilar simplificado).

El código implementado para la definición del sistema incluye;

- Los datos relativos a la generación de la red y donde se incluyen los buses, líneas, transformadores y propiedades de los equipos.
- Los datos de producción y demanda de energía para la evaluación de las capacidades del sistema.

3.1.4.1. Red Simulada

Para la generación del sistema de red eléctrica se ha hecho uso de las librerías de PandaPower, una herramienta de planificación y análisis que permite definir las propiedades de los equipos en Python. Los pasos seguidos para la definición del sistema se detallan a continuación.

Se comienza por importar las librerías y crear una nueva red donde se introducirán las variables requeridas.

```
import pandas as pp #Importamos las librerías PandaPower
net = pp.create_empty_network() #Creamos una nueva red
```

La red generada incluirá, en línea con lo que muestra la *Figura 18*, un total de 17 buses. Esto es, 2 buses de alta tensión y 15 buses de media tensión alineados, en lo máximo posible, con la información relativa a las características de los equipos presentes en el sistema.

Las librerías de tipo estándar de PandaPower no contienen elementos idénticos a los identificados en el estudio, y no se dispone de información detallada sobre las propiedades de los equipos que componen la actual red eléctrica de Santander. Sabiendo esto, se ha optado por seleccionar las alternativas más cercanas en base a las características de cada transformador, las cuales se definen en la Tabla 20.

Tabla 20. Tabla de transformadores adaptada.

| Subestación | Transformador | Adaptación | Fuente |
|---------------------------|--------------------|---------------------|------------|
| Cacicedo | 180 MVA, 220/55 kV | 160 MVA, 380/110 kV | PandaPower |
| Valdecilla | 20 MVA, 55/12 kV | 25 MVA, 110/20 kV | PandaPower |
| Candina | 90 MVA, 55/12 kV | 63 MVA, 110/20 kV | PandaPower |
| Tantín | 40 MVA, 55/12 kV | 40 MVA, 110/20 kV | PandaPower |
| Las Llamas | 60 MVA, 55/12 kV | 63 MVA, 110/20 kV | PandaPower |
| Corbán | 32 MVA, 55/12 kV | 40 MVA, 110/20 kV | PandaPower |
| Parque Tecnológico | 20 MVA, 55/12 kV | 25 MVA, 110/20 kV | PandaPower |
| Nueva Montaña | 60 MVA, 55/12 kV | 63 MVA, 110/20 kV | PandaPower |

En base a este modelo, se han adaptado los valores de tensión de los buses para ajustarse a los valores de las librerías (i.e. 2 buses de alta tensión a 380kV, 8 buses de media tensión a 110kV y 7 buses de media tensión a 20kV).

```
#La clasificación 'b' se refiere a la barra del bus
#La clasificación 'n' se refiere al nudo
bus1 = pp.create_bus(net, name="AV Bus RE", vn_kv=380, type="b")
bus2 = pp.create_bus(net, name="AV Bus Calcicedo", vn_kv=380, type="n")
bus3 = pp.create_bus(net, name="MV 110kV Bus Calcicedo", vn_kv=110, type="n")
bus4 = pp.create_bus(net, name="MV 110kV Bus Valdecilla", vn_kv=110, type="n")
bus5 = pp.create_bus(net, name="MV 110kV Bus Candina", vn_kv=110, type="n")
bus6 = pp.create_bus(net, name="MV 110kV Bus Tantin", vn_kv=110, type="n")
bus7 = pp.create_bus(net, name="MV 110kV Bus Las Llamas", vn_kv=110, type="n")
bus8 = pp.create_bus(net, name="MV 110kV Bus Corban", vn_kv=110, type="n")
bus9 = pp.create_bus(net, name="MV 110kV Bus PT", vn_kv=110, type="n")
bus10 = pp.create_bus(net, name="MV 110kV Bus Nueva Montaña", vn_kv=110, type="n")
bus11 = pp.create_bus(net, name="MV 20kV Bus Valdecilla", vn_kv=20, type="n")
bus12 = pp.create_bus(net, name="MV 20kV Bus Candina", vn_kv=20, type="n")
bus13 = pp.create_bus(net, name="MV 20kV Bus Tantin", vn_kv=20, type="n")
bus14 = pp.create_bus(net, name="MV 20kV Bus Las Llamas", vn_kv=20, type="n")
bus15 = pp.create_bus(net, name="MV 20kV Bus Corban", vn_kv=20, type="n")
bus16 = pp.create_bus(net, name="MV 20kV Bus PT", vn_kv=20, type="n")
bus17 = pp.create_bus(net, name="MV 20kV Bus Nueva Montaña", vn_kv=20, type="n")
net.bus #Se muestra la tabla de buses
```

Una vez completado este paso, se genera una conexión a la red externa (i.e. Red Eléctrica) que servirá como nodo de holgura para el cálculo del flujo de energía.

El voltaje de la rejilla externa se establece en una magnitud de 1,02 por unidad y un ángulo de voltaje de 50 grados.

```
pp.create_ext_grid(net, bus1, vm_pu=1.02, va_degree=50)
net.ext_grid #Se muestra la tabla de red eléctrica
```

Los transformadores existentes en la red, los cuales han sido adaptados en base a los elementos disponibles en las librerías de PandaPower, se definen a continuación.

```
trafo1 = pp.create_transformer(net, bus2, bus3, name="Trafo Cacicedo", std_type="160 MVA
380/110 kV")
trafo2 = pp.create_transformer(net, bus4, bus11, name="Trafo Valdecilla", std_type="25 MVA
110/20 kV")
trafo3 = pp.create_transformer(net, bus5, bus12, name="Trafo Candina", std_type="63 MVA 110/20
kV")
trafo4 = pp.create_transformer(net, bus6, bus13, name="Trafo Tantin", std_type="40 MVA 110/20
kV")
trafo5 = pp.create_transformer(net, bus7, bus14, name="Trafo Las Llamas", std_type="63 MVA
110/20 kV")
trafo6 = pp.create_transformer(net, bus8, bus15, name="Trafo Corban", std_type="40 MVA 110/20
kV")
trafo7 = pp.create_transformer(net, bus9, bus16, name="Trafo PT", std_type="25 MVA 110/20 kV")
trafo8 = pp.create_transformer(net, bus10, bus17, name="Trafo Nueva Montana", std_type="63
MVA 110/20 kV")
net.trafo #Se muestra la tabla de transformadores
```

En cuanto a las líneas, no se dispone de la información relativa a las propiedades, orientación o geometría de los conductores. En consecuencia, se han implementado los datos existentes en las librerías de PandaPower para la definición de las características de las líneas de distribución.

Se destaca que, la línea que conecta la subestación de Cacicedo con Red Eléctrica, tendrá una mayor sección y una menor resistencia e impedancia por km.

Tabla 21. Tabla de líneas adaptada.

| Línea | Conexión | Distancia ¹ | Denominación ² |
|-----------------------------------|-------------------------------------|------------------------|---------------------------|
| Red Eléctrica-Cacicedo | N2XS(FL)2Y 1x300 RM/35 64/110 kV | 10 km | Línea 1 |
| Cacicedo-Valdecilla | N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV | 5,3 km | Línea 2 |
| Cacicedo-PT | N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV | 4,1 km | Línea 3 |
| Cacicedo-Nueva Montaña | N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV | 5,1 km | Línea 4 |
| Valdecilla-Candina | N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV | 1,9 km | Línea 5 |

¹ La distancia definida se basa en los datos extraídos de Google Maps.

² Las conexiones se extraen de los modelos por defecto de las librerías PandaPower.

| Línea | Conexión | Distancia ¹ | Denominación ² |
|--------------------------|-------------------------------------|------------------------|---------------------------|
| Candina-Tantín | N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV | 1,6 km | Línea 6 |
| Tantín-Las Llamas | N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV | 3,4 km | Línea 7 |
| Las Llamas-Corbán | N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV | 6,8 km | Línea 8 |

Tabla 22. Propiedades de las líneas.

| Propiedades | N2XS(FL)2Y 1x300 RM/35 64/110 kV | N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV | Fuente |
|-----------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|------------|
| R (ohm/km) | 0,06 | 0,075 | PandaPower |
| X (ohm/km) | 0,144 | 0,149 | PandaPower |
| C (nF/km) | 144 | 135 | PandaPower |
| I_{max} (kA) | 0,588 | 0,526 | PandaPower |
| Type | CS | CS | PandaPower |
| Q (mm²) | 300 | 240 | PandaPower |
| α | 0,00393 | 0,00393 | PandaPower |

El código implementado para la definición de las líneas es el siguiente.

```
line1 = pp.create_line(net, bus1, bus2, length_km=10, std_type="N2XS(FL)2Y 1x300 RM/35 64/110 kV", name="Linea Red-Cacicedo")
line2 = pp.create_line(net, bus3, bus4, length_km=5.3, std_type="N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV", name="Linea Cacicedo-Valdecilla")
line3 = pp.create_line(net, bus3, bus9, length_km=4.1, std_type="N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV", name="Linea Cacicedo-PT")
line4 = pp.create_line(net, bus3, bus10, length_km=5.1, std_type="N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV", name="Linea Cacicedo-Nueva Montana")
line5 = pp.create_line(net, bus4, bus5, length_km=1.9, std_type="N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV", name="Linea Valdecilla-Candina")
line6 = pp.create_line(net, bus5, bus6, length_km=1.6, std_type="N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV", name="Linea Candina-Tantin")
line7 = pp.create_line(net, bus6, bus7, length_km=3.4, std_type="N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV", name="Linea Tantin-Las Llamas")
line8 = pp.create_line(net, bus7, bus8, length_km=6.8, std_type="N2XS(FL)2Y 1x240 RM/35 64/110 kV", name="Linea Las Llamas-Corban")
net.line #Se muestra la tabla de líneas
```

Con respecto a las cargas y a los generadores, se han de seleccionar tanto los buses de conexión, como las potencias activas y reactivas que se generan y consumen. Para este modelo, los valores de potencia reactiva serán nulos en ambos elementos, centrándonos únicamente en los valores de potencia activa. El valor de escalamiento en el caso de las cargas será igual a 1.

Los valores de potencia activa en carga y en generación fluctuarán en base a los casos a analizar, los cuales estudiarán tanto la suficiencia de la red, como su capacidad para asumir los valores de oferta y demanda de energía calculados con anterioridad.

```

pp.create_load(net, bus11, p_mw=X, q_Mvar=0, scaling=1, name="CR_11")
pp.create_load(net, bus11, p_mw=X, q_Mvar=0, scaling=1, name="EV_11")
pp.create_load(net, bus12, p_mw=X, q_Mvar=0, scaling=1, name="CR_12")
pp.create_load(net, bus12, p_mw=X, q_Mvar=0, scaling=1, name="EV_12")
pp.create_load(net, bus13, p_mw=X, q_Mvar=0, scaling=1, name="CR_13")
pp.create_load(net, bus13, p_mw=X, q_Mvar=0, scaling=1, name="EV_13")
pp.create_load(net, bus14, p_mw=X, q_Mvar=0, scaling=1, name="CR_14")
pp.create_load(net, bus14, p_mw=X, q_Mvar=0, scaling=1, name="EV_14")
pp.create_load(net, bus15, p_mw=X, q_Mvar=0, scaling=1, name="CR_15")
pp.create_load(net, bus15, p_mw=X, q_Mvar=0, scaling=1, name="EV_15")
pp.create_load(net, bus16, p_mw=X, q_Mvar=0, scaling=1, name="CR_16")
pp.create_load(net, bus16, p_mw=X, q_Mvar=0, scaling=1, name="EV_16")
pp.create_load(net, bus17, p_mw=X, q_Mvar=0, scaling=1, name="CR_17")
pp.create_load(net, bus17, p_mw=X, q_Mvar=0, scaling=1, name="EV_17")
net.load #Se muestra la tabla de cargas

pp.create_sgen(net, bus11, p_mw=X, q_Mvar=0, name="PV_11")
pp.create_sgen(net, bus12, p_mw=X, q_Mvar=0, name="PV_12")
pp.create_sgen(net, bus13, p_mw=X, q_Mvar=0, name="PV_13")
pp.create_sgen(net, bus14, p_mw=X, q_Mvar=0, name="PV_14")
pp.create_sgen(net, bus15, p_mw=X, q_Mvar=0, name="PV_15")
pp.create_sgen(net, bus16, p_mw=X, q_Mvar=0, name="PV_16")
pp.create_sgen(net, bus17, p_mw=X, q_Mvar=0, name="PV_17")

net.sgen #Se muestra la tabla de generadores
pp.runpp(net) #Ejecutamos la red
print(net) #Se muestra la composición y características de la red en su conjunto
print(net.res_bus) #Evaluación de los buses de la red.
print(net.res_line) #Evaluación de las líneas de la red.
print(net.res_trafo) #Evaluación de los transformadores de la red.
print(net.res_ext_grid) #Evaluación de los aportes de la red eléctrica nacional al sistema generado.

Los valores de potencia del bus se dan en el sistema de consumidores. Por lo tanto, un bus con
valor potencia activa positivo consume energía, mientras que un bus con potencia activa negativa
suministra energía.

```

3.1.5. Resultados

El modelo simplificado desarrollado en el apartado 3.1.4. *Simulación*, ejecutará una serie de casos, o escenarios de funcionamiento, para evaluar el desempeño de la red eléctrica. Los resultados obtenidos de estas simulaciones permitirán comprender el funcionamiento y desempeño de la red ante diferentes cambios en la demanda.

Los casos simulados se presentan de forma estructurada a continuación:

- *Caso 0.* Caso Base.
- *Caso 1.* Aumento de la demanda.
- *Caso 2.* Cargas con Generación.
- *Caso 3.* Escenario ideal.

3.1.5.1. Caso Base

La simulación de la red partirá por compilar unos valores iniciales de demanda en el modelo simplificado del sistema.

Para esta primera simulación, se han definido unos valores de carga iniciales iguales a la demanda máxima de energía solicitada actualmente a la red eléctrica de Santander. Esto es, una potencia de 137,73MW distribuida uniformemente entre las 14 cargas detalladas en el apartado 3.1.4.1 *Simulación*.

Los resultados de este primer caso se presentan de manera estructurada en la Tabla 23.

Tabla 23. Parámetros de Red (Caso Base).

| Nº Bus | Tensión (p.u) | Ángulo (°) | Potencia Activa (MW) | Potencia Reactiva (Mvar) |
|--------|---------------|-------------|----------------------|--------------------------|
| Bus 1 | 1,02 | 50 | -139,034404 | 57,169192 |
| Bus 2 | 1,019661 | 49,918312 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 3 | 1,014963 | 44,053809 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 4 | 1,011804 | 43,692102 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 5 | 1,01091 | 43,587828 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 6 | 1,010356 | 43,521582 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 7 | 1,009603 | 43,426722 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 8 | 1,008795 | 43,333299 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 9 | 1,01443 | 43,999389 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 10 | 1,014364 | 43,984451 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 11 | 1,004187 | -111,640235 | 19,67586 | 0,000000 |
| Bus 12 | 1,008362 | -109,574887 | 19,67586 | 0,000000 |
| Bus 13 | 1,005561 | -110,978106 | 19,67586 | 0,000000 |
| Bus 14 | 1,007047 | -109,744223 | 19,67586 | 0,000000 |
| Bus 15 | 1,003983 | -111,180459 | 19,67586 | 0,000000 |
| Bus 16 | 1,006856 | -111,304979 | 19,67586 | 0,000000 |
| Bus 17 | 1,011834 | -109,156667 | 19,67586 | 0,000000 |

| Nº Línea | Flujo de P en línea desde el bus (MW) | Flujo de Q en línea desde el bus (Mvar) | Flujo de P en línea hacia el bus (MW) | Tensión hacia el bus (p.u) | Ángulo (°) | Carga de la línea (%) |
|----------|---------------------------------------|---|---------------------------------------|----------------------------|------------|-----------------------|
| Línea 1 | 139,034404 | -57,169192 | -138,955055 | 1,019661 | 49,918312 | 38,082176 |
| Línea 2 | 99,109349 | -1,848587 | -98,796101 | 1,011804 | 43,692102 | 97,454258 |
| Línea 3 | 19,762455 | -0,303112 | -19,752805 | 1,01443 | 43,999389 | 19,514255 |
| Línea 4 | 19,729599 | -1,576717 | -19,717652 | 1,014364 | 43,984451 | 19,458589 |
| Línea 5 | 79,043037 | -1,531505 | -78,971152 | 1,01091 | 43,587828 | 77,966775 |
| Línea 6 | 59,253522 | -1,778451 | -59,219432 | 1,010356 | 43,521582 | 58,513793 |
| Línea 7 | 39,492738 | -2,568122 | -39,460481 | 1,009603 | 43,426722 | 39,085909 |
| Línea 8 | 19,742858 | -1,956655 | -19,726739 | 1,008795 | 43,333299 | 19,608433 |

| Nº Trafo | Flujo de P en el lado de alta tensión (MW) | Flujo de Q en el bus de alta tensión (Mvar) | Flujo de P en el bus de baja tensión (MW) | Tensión bus de baja tensión (p.u) | Ángulo Bus de baja tensión (°) | Utilización de la carga relativo a la potencia nominal (%) |
|----------|--|---|---|-----------------------------------|--------------------------------|--|
| Trafo 1 | 138,955055 | 10,581961 | -138,601402 | 1,014963 | 44,053809 | 85,418924 |
| Trafo 2 | 19,753063 | 1,853745 | -19,67586 | 1,004187 | -111,640235 | 78,433573 |
| Trafo 3 | 19,71763 | 1,101448 | -19,67586 | 1,008362 | -109,574887 | 31,008326 |

| | | | | | | |
|----------------|-----------|----------|-----------|----------|-------------|-----------|
| Trafo 4 | 19,726694 | 1,560586 | -19,67586 | 1,005561 | -110,978106 | 48,963766 |
| Trafo 5 | 19,717623 | 1,104256 | -19,67586 | 1,007047 | -109,744223 | 31,048703 |
| Trafo 6 | 19,726739 | 1,565436 | -19,67586 | 1,003983 | -111,180459 | 49,040592 |
| Trafo 7 | 19,752805 | 1,84405 | -19,67586 | 1,006856 | -111,304979 | 78,225982 |
| Trafo 8 | 19,717652 | 1,09408 | -19,67586 | 1,011834 | -109,156667 | 30,902139 |

En el caso base, el conjunto de la red es capaz de asumir las necesidades de demanda definidas. Pese a ello, se observa que en el bus 1, que conecta el sistema con la red eléctrica nacional, tienen lugar la mayor parte de las pérdidas del sistema (i.e. 57,17 Mvar que representan el 29,14% de la energía del sistema).

A su vez, las líneas Cacicedo-Valdecilla (97,45%) y Valdecilla-Candina (77,97%) destacan por ser las que mayor carga soportan durante la operación y las que mayores pérdidas generan (i.e. 0,06MW y 0,04MW, respectivamente), seguidas de Candina-Tantín (58,51%), Tantín-Las Llamas (39,09%) y Red Eléctrica-Cacicedo (38,08%).

En cuanto a transformadores, el transformador de Cacicedo, resulta ser tanto el que mayor utilización de la carga tiene (85,42%), como el que mayores pérdidas genera (i.e. 10,58MW, el 51,11% del conjunto de los transformadores).

En cuanto a eficiencia, los transformadores de Nueva Montaña, Candina y Las Llamas resultan ser los más eficientes, reportando unas pérdidas del 5,26%, 5,29% y 5,30%, respectivamente. Mientras que los transformadores de Valdecilla y el parque tecnológico son los menos eficientes con pérdidas del 8,58% y 8,54%, respectivamente.

3.1.5.2. Caso 1- Aumento de la demanda

A fin de determinar la capacidad de la red modelada, se ha incrementado progresivamente la demanda de energía hasta provocar el fallo de la red. Esto permite evaluar la energía máxima a demandar al sistema, así como las debilidades dentro del mismo.

En este caso, el límite se ha alcanzado en los 367,75 MW. Esto es, un 167,01% más que la potencia máxima demandada comúnmente en el municipio de Santander.

Los resultados de este caso se presentan de manera estructurada en la Tabla 24.

Tabla 24. Parámetros de Red (Caso 1).

| Nº Bus | Tensión (p.u) | Ángulo (°) | Potencia Activa (MW) | Potencia Reactiva (Mvar) |
|---------------|---------------|-------------|----------------------|--------------------------|
| Bus 1 | 1,02 | 50 | -383,048335 | -272,311174 |
| Bus 2 | 1,015448 | 49,859095 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 3 | 0,806847 | 29,429269 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 4 | 0,787142 | 28,154052 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 5 | 0,781779 | 27,768931 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 6 | 0,778292 | 27,52638 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 7 | 0,773491 | 27,174041 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 8 | 0,768185 | 26,834724 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 9 | 0,803536 | 29,248578 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 10 | 0,803807 | 29,170585 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 11 | 0,682498 | -149,825986 | 52,53626 | 0,000000 |
| Bus 12 | 0,752336 | -137,016543 | 52,53626 | 0,000000 |
| Bus 13 | 0,712453 | -145,034984 | 52,53626 | 0,000000 |
| Bus 14 | 0,743045 | -137,964832 | 52,53626 | 0,000000 |

| Bus 15 | 0,698905 | -146,509544 | 52,53626 | | 0,000000 | |
|-----------------|---|--|--|--|---------------------------------------|---|
| Bus 16 | 0,708258 | -147,039061 | 52,53626 | | 0,000000 | |
| Bus 17 | 0,776789 | -134,739277 | 52,53626 | | 0,000000 | |
| Nº Línea | Flujo de P en línea desde el bus (MW) | Flujo de Q en línea desde el bus (Mvar) | Flujo de P en línea hacia el bus (MW) | Tensión hacia el bus (p.u) | Ángulo (°) | Carga de la línea (%) |
| Línea 1 | 383,048335 | 272,311174 | -382,087666 | 1,015448 | 49,859095 | 129,752515 |
| Línea 2 | 271,589398 | 108,425068 | -267,264273 | 0,787142 | 28,154052 | 362,441236 |
| Línea 3 | 53,584829 | 25,315966 | -53,44635 | 0,803536 | 29,248578 | 74,028333 |
| Línea 4 | 52,925828 | 11,666015 | -52,7822 | 0,803807 | 29,170585 | 67,504765 |
| Línea 5 | 213,748986 | 73,125585 | -212,778082 | 0,781779 | 27,768931 | 286,627735 |
| Línea 6 | 159,981341 | 57,855848 | -159,511249 | 0,778292 | 27,52638 | 217,35501 |
| Línea 7 | 106,503088 | 35,395295 | -106,063556 | 0,773491 | 27,174041 | 144,317581 |
| Línea 8 | 53,260883 | 21,281242 | -53,025926 | 0,768185 | 26,834724 | 75,020973 |
| Nº Trafo | Flujo de P en el lado de alta tensión (MW) | Flujo de Q en el bus de alta tensión (Mvar) | Flujo de P en el bus de baja tensión (MW) | Tensión bus de baja tensión (p.u) | Ángulo Bus de baja tensión (°) | Utilización de la carga relativa a la potencia nominal (%) |
| Trafo 1 | 382,087666 | 337,667097 | -378,100055 | 0,806847 | 29,429269 | 313,846545 |
| Trafo 2 | 53,515288 | 28,434815 | -52,536260 | 0,682498 | -149,825986 | 307,952179 |
| Trafo 3 | 52,796741 | 13,940901 | -52,536260 | 0,752336 | -137,016543 | 110,870962 |
| Trafo 4 | 53,008161 | 22,026235 | -52,536260 | 0,712453 | -145,034984 | 184,385298 |
| Trafo 5 | 52,802673 | 14,291248 | -52,536260 | 0,743045 | -137,964832 | 112,256493 |
| Trafo 6 | 53,025926 | 22,887985 | -52,536260 | 0,698905 | -146,509544 | 187,958407 |
| Trafo 7 | 53,44635 | 26,404976 | -52,536260 | 0,708258 | -147,039061 | 296,754297 |
| Trafo 8 | 52,7822 | 13,078079 | -52,536260 | 0,776789 | -134,739277 | 107,382359 |

Se observa que de toda la energía suministrada al sistema, únicamente se aprovecha el 58,45%.

Las líneas Cacedo-Valdecilla (362,44%), Valdecilla-Candina (286,62%) y Candina-Tantín (217,35%) destacan por ser las que mayor carga soportan durante la operación, siendo la línea Cacedo-Valdecilla la que mayores pérdidas genera (i.e. 4,32 MW, el 56,29% del conjunto de las pérdidas en las líneas).

En cuanto a transformadores, el transformador de Cacedo resulta ser tanto el que mayor utilización de la carga tiene (313,85%), como el que mayores pérdidas genera (i.e. 3,99 MW, el 52,39% del conjunto de los transformadores).

En cuanto a eficiencia, una vez más, los transformadores de Nueva Montaña, Candina y Las Llamas resultan ser los más eficientes, reportando unas pérdidas del 0,47%, 0,49% y 0,50%, respectivamente. Mientras que los transformadores de Valdecilla y el parque tecnológico son los menos eficientes con pérdidas del 1,83% y 1,70%, respectivamente.

3.1.5.3. Caso 2- Cargas con Generación

Este caso evalúa la capacidad de ajuste de la red ante la combinación de generación y demanda de energía. Para ello, se han incrementado progresivamente los valores de demanda y generación hasta provocar el fallo de la red. Esto permite evaluar la capacidad del sistema, así como las debilidades dentro del mismo.

En este caso, el límite se ha alcanzado en los 735,51 MW de demanda eléctrica y en los 367,75 MW de generación. Esto es, que el sistema es capaz de absorber la generación y suplir de más energía a los usuarios en caso de que se necesite.

Los resultados de este caso se presentan de manera estructurada en la Tabla 25.

Tabla 25. Parámetros de Red (Caso 2).

| Nº Bus | Tensión (p.u) | Ángulo (°) | Potencia Activa (MW) | Potencia Reactiva (Mvar) |
|--------|---------------|-------------|----------------------|--------------------------|
| Bus 1 | 1,020000 | 50,000000 | -383,044937 | -272,241489 |
| Bus 2 | 1,015449 | 49,859081 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 3 | 0,806896 | 29,430668 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 4 | 0,787194 | 28,155554 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 5 | 0,781832 | 27,770469 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 6 | 0,778346 | 27,527941 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 7 | 0,773545 | 27,175636 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 8 | 0,768240 | 26,836348 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 9 | 0,803586 | 29,249988 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 10 | 0,803857 | 29,172011 | 0,000000 | 0,000000 |
| Bus 11 | 0,682583 | -149,818613 | 52,536200 | 0,000000 |
| Bus 12 | 0,752395 | -137,012767 | 52,536200 | 0,000000 |
| Bus 13 | 0,712525 | -145,029375 | 52,536200 | 0,000000 |
| Bus 14 | 0,743107 | -137,960851 | 52,536200 | 0,000000 |
| Bus 15 | 0,698980 | -146,503446 | 52,536200 | 0,000000 |
| Bus 16 | 0,708334 | -147,032854 | 52,536200 | 0,000000 |
| Bus 17 | 0,776844 | -134,735968 | 52,536200 | 0,000000 |

| Nº Línea | Flujo de P en línea desde el bus (MW) | Flujo de Q en línea desde el bus (Mvar) | Flujo de P en línea hacia el bus (MW) | Tensión hacia el bus (p.u) | Ángulo (°) | Carga de la línea (%) |
|----------|---------------------------------------|---|---------------------------------------|----------------------------|------------|-----------------------|
| Línea 1 | 383,044937 | 272,241489 | -382,084449 | 1,015449 | 49,859081 | 129,740152 |
| Línea 2 | 271,587323 | 108,400514 | -267,263051 | 0,787194 | 28,155554 | 362,405529 |
| Línea 3 | 53,584546 | 25,310049 | -53,446096 | 0,803586 | 29,249988 | 74,020353 |
| Línea 4 | 52,925716 | 11,663904 | -52,782109 | 0,803857 | 29,172011 | 67,499954 |
| Línea 5 | 213,748067 | 73,110136 | -212,777343 | 0,781832 | 27,770469 | 286,601253 |
| Línea 6 | 159,9807 | 57,843067 | -159,5107 | 0,778346 | 27,527941 | 217,333922 |
| Línea 7 | 106,50269 | 35,387219 | -106,063242 | 0,773545 | 27,175636 | 144,303857 |
| Línea 8 | 53,260669 | 21,275863 | -53,025764 | 0,76824 | 26,836348 | 75,012806 |

| Nº Trafo | Flujo de P en el lado de alta tensión (MW) | Flujo de Q en el bus de alta tensión (Mvar) | Flujo de P en el bus de baja tensión (MW) | Tensión bus de baja tensión (p.u) | Ángulo Bus de baja tensión (°) | Utilización de la carga relativo a la potencia nominal (%) |
|----------|--|---|---|-----------------------------------|--------------------------------|--|
| Trafo 1 | 382,084449 | 337,597892 | -378,097586 | 0,806896 | 29,430668 | 313,816641 |
| Trafo 2 | 53,514983 | 28,427622 | -52,536200 | 0,682583 | -149,818613 | 307,913219 |
| Trafo 3 | 52,796643 | 13,938671 | -52,536200 | 0,752395 | -137,012767 | 110,862084 |
| Trafo 4 | 53,00801 | 22,02178 | -52,536200 | 0,712525 | -145,029375 | 184,366646 |
| Trafo 5 | 52,802573 | 14,288863 | -52,536200 | 0,743107 | -137,960851 | 112,247117 |
| Trafo 6 | 53,025764 | 22,883004 | -52,536200 | 0,69898 | -146,503446 | 187,937947 |
| Trafo 7 | 53,446096 | 26,399285 | -52,536200 | 0,708334 | -147,032854 | 296,722309 |
| Trafo 8 | 52,782109 | 13,076216 | -52,536200 | 0,776844 | -134,735968 | 107,374706 |

Se observa que de toda la energía suministrada al sistema, únicamente se aprovecha el 58,45%.

Las líneas Cacedo-Valdecilla (362,40%), Valdecilla-Candina (286,60%) y Candina-Tantín (217,33%) destacan por ser las que mayor carga soportan durante la operación, siendo la línea Cacedo-Valdecilla la que mayores pérdidas genera (i.e. 4,32 MW, el 56,29% del conjunto de las pérdidas en las líneas).

En cuanto a transformadores, el transformador de Cacedo, resulta ser tanto el que mayor utilización de la carga tiene (313,82%), como el que mayores pérdidas genera (i.e. 3,99 MW, el 52,39% del conjunto de los transformadores).

En cuanto a eficiencia, una vez más, los transformadores de Nueva Montaña, Candina y Las Llamas resultan ser los más eficientes, reportando unas pérdidas del 0,47%, 0,49% y 0,50%, respectivamente. Mientras que los transformadores de Valdecilla y el parque tecnológico son los menos eficientes con pérdidas del 1,83% y 1,70%, respectivamente.

En base a los resultados obtenidos, puede observarse cierta similitud en los resultados de los Casos 1 y 2.

3.1.5.4. Caso 3 – Escenario ideal

En un escenario ideal, el sistema es capaz de suplir toda la energía demandada al tiempo que distribuye y absorbe los excesos de generación renovable. Es así que, mediante la información generada en los apartados anteriores, puede modelarse la evolución de la curva de demanda energética en el corto y medio plazo.

Las Figuras 19 y 20 muestran gráficamente los cambios en la curva de demanda. Las Tablas 17 y 18 subrayan los picos de demanda energética en ambos casos.

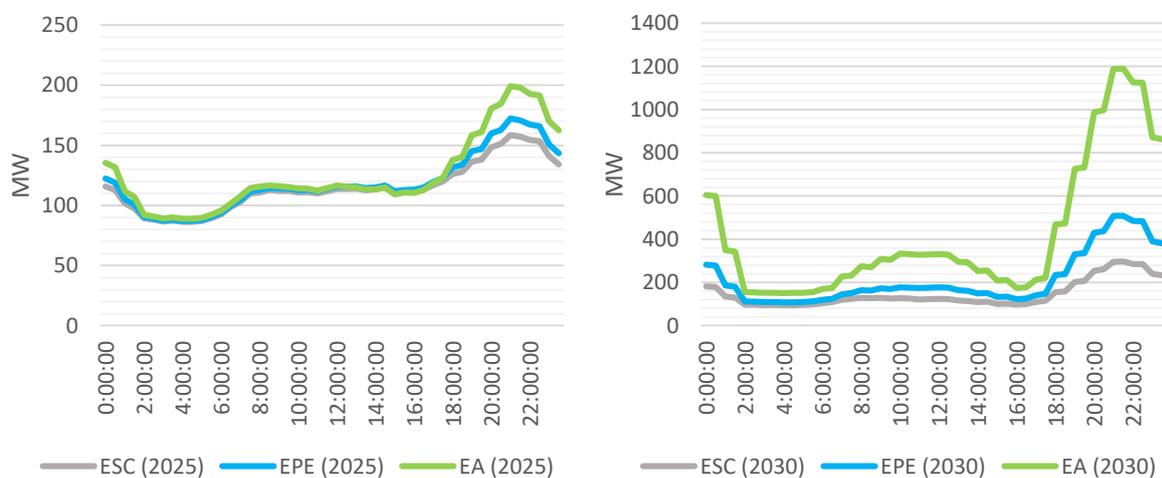


Fig. 19. Evolución de la demanda eléctrica en Santander (Verano). Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE, EA.

Tabla 26. Picos de demanda eléctrica en Santander (Verano). Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA.

| | ESC | | EPE | | EA | |
|----------------------------|------|------|------|------|------|-------|
| | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 |
| Demanda Máxima (MW) | 159 | 296 | 172 | 508 | 199 | 1.189 |
| Demanda Mínima (MW) | 86 | 95 | 87 | 108 | 89 | 151 |

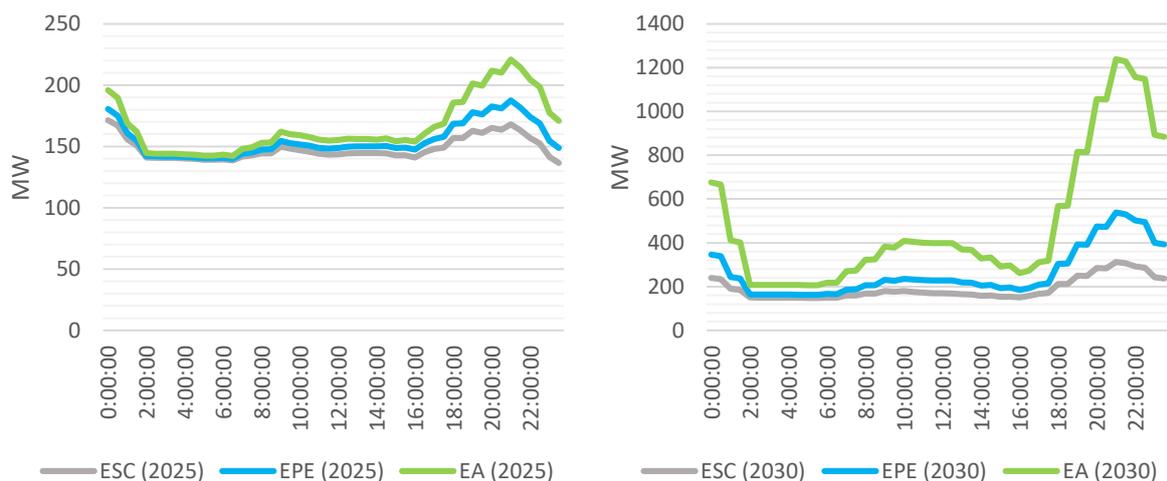


Fig. 20. Evolución de la demanda eléctrica en Santander (Invierno). Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE, EA.

Tabla 27. Picos de demanda eléctrica en Santander (Invierno). Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA.

| | ESC | | EPE | | EA | |
|----------------------------|------|------|------|------|------|-------|
| | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 |
| Demanda Máxima (MW) | 172 | 312 | 188 | 538 | 221 | 1.238 |
| Demanda Mínima (MW) | 136 | 148 | 140 | 162 | 142 | 603 |

Se observa que la red actual sería capaz de hacer frente a las necesidades de demanda del año 2030. Pese a ello, debería incrementar anualmente su capacidad entre un 3,17% y un 7,03% para poder alcanzar la demanda definida bajo escenarios EPE y EA.

También se observa que, a priori, la potencia contratada en Santander es suficiente para suplir las necesidades del municipio en los escenarios sin cambios y políticas establecidas. Pese a ello, en el escenario acelerado la potencia a contratar por el actual sistema de distribución en Santander (i.e. 572 MW) debería aumentar en un 116,43%, como mínimo, para alcanzar las necesidades de demanda eléctrica esperadas en 2030.

4. Conclusiones

El estudio identificó y analizó la influencia de las principales tendencias de electrificación sobre la red eléctrica de Santander, haciendo uso de un modelo simplificado para evaluar el impacto sobre la demanda, así como en los diferentes componentes del sistema. En base a los resultados obtenidos, se pueden obtener las siguientes conclusiones.

En que al sistema modelado se refiere;

- La mayor parte de las pérdidas del sistema tienen lugar en el primer bus (Red Eléctrica-Cacicedo), por lo que se recomendaría una mejora de la línea. Entre las diferentes opciones disponibles destacan: disminuir la resistencia eléctrica mejorando la conductividad y aumentar la tensión de las líneas, reduciendo las pérdidas por transporte.
- Los principales transformadores a mejorar son los de Cacicedo, Valdecilla y el parque tecnológico, los cuales no solo son los que más pérdidas generan, sino que tienden a limitar el funcionamiento del sistema. La reducción de la resistividad de los conductores a través de materiales superconductores, la laminación del núcleo para reducir las corrientes de Foucault, el uso de transformadores toroidales o mejorar la inducción a través de aislantes más finos, podrían ser soluciones a considerar para la mejora de estos equipos.

En que cuanto a las tendencias de electrificación;

- El vehículo eléctrico es la variable más influyente de las tendencias de electrificación identificadas, representando entre el 87,89% (i.e. ESC) y el 94,85% (i.e. EA) del total en función del escenario evaluado.
- La red actual es capaz de suplir las necesidades de demanda de cara al año 2030. Dicho esto, la red eléctrica modelada debería incrementar anualmente su capacidad entre un 3,17% y un 7,03% para poder alcanzar la demanda definida bajo escenarios EPE y EA.
- La potencia contratada en Santander es suficiente para suplir las necesidades del municipio bajo los escenarios ESC y EPE. Pese a ello, conviene monitorizar la demanda eléctrica en caso de que se acercase a los niveles de un escenario acelerado (i.e. 1.238 MW).

Alternativamente a los puntos presentados anteriormente, conviene destacar las siguientes lagunas y líneas de investigación para futuros análisis.

- Identificar las mejoras técnicas a priorizar en las líneas y centros de transformación de Santander, así como su impacto económico.
- Evaluar el impacto de las posibles subidas y bajadas de tensión que puedan tener lugar debido a la creciente electrificación del sistema, considerando áreas de mayor impacto y el papel del almacenamiento eléctrico.
- Estudiar las ventajas y desventajas asociadas a la implantación de sistemas de corriente continua de alta tensión en la red eléctrica nacional.
- Comparar entre topologías de red para determinar cuál es la más adecuada de cara a aumentar la robustez y la eficiencia de la red.

5. Bibliografía

- [1] UNCC. (2016). "El Acuerdo de París". UNCC. Disponible en: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [2] MITECO. "El proceso internacional de lucha contra el cambio climático". MITECO. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/informacion-adicional.aspx> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [3] Red Eléctrica de España. (2020). "Generación. Potencia Instalada (MW). 2021". REE. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [4] Red Eléctrica de España. (2020). "Las renovables ponen el broche verde a la década". REE. Disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/especial/2020/01/las-renovables-ponen-broche-verde-a-la-decada> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [5] Ministerio de Economía. (2000). "Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica". BOE. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2000/12/01/1955/con> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [6] Ministerio de Economía. (2000). "Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Artículo 100. Definiciones". BOE. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2000/12/01/1955/con> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [7] Instituto Geográfico Nacional. (2016). "Red Eléctrica Española". Atlas Nacional de España. Ministerio de Transportes Movilidad y Agenda Urbana. Disponible en: <http://atlasnacional.ign.es/wane/Archivo:Espana Red-electrica-espanola 2016 mapa 14975 spa.jpg> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [8] Comisión Europea. (2021). "Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo". EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/DOC/?uri=CELEX:52021PC0559&from=en> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [9] Comisión Europea. (2007). "Directiva 2007/46/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de septiembre de 2007 por la que se crea un marco para la homologación de los vehículos de motor y de los remolques, sistemas, componentes y unidades técnicas independientes destinados a dichos vehículos". EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:02007L0046-20180331> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

- [10] Ruiz Barrientos, F. M. Gámiz Martínez, E. Aspiazu Pérez, I. Román Calvo, C. Sallent Bayo, H. (2021). "Estudio sobre el despliegue de la infraestructura de carga del vehículo eléctrico en España". ECODES. Disponible en: https://ecodes.org/images/que-hacemos/01.Cambio Climatico/Incidencia politicas/Movilidad/2021_02 Estudio sobre el .pdf (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [11] IDAE. (2022). "Estadísticas de bombas de calor". IDAE. Disponible en: <https://estadisticas-bombasdecalor.idae.es/> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [12] Comisión Europea. (2009). "Directiva 2009/28/ce del parlamento europeo y del consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE". EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=SK> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [13] MITECO. (2020). "Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050". MITECO. Disponible en: https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts_es_es.pdf (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [14] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. (2021). "Luz verde de Bruselas al PERTE del Vehículo Eléctrico y Conectado". La Moncloa. Disponible en: <https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/industria/Paginas/2021/091221-perte-vehiculo-electrico.aspx#:~:text=El%20Proyecto%20Estrat%C3%A9gico%20para%20la,Los%20fondos%20Next%20Generation%20EU> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [15] Comisión Europea. (2013). "Decisión de la comisión de 1 de marzo de 2013 por la que se establecen las directrices para el cálculo por los Estados miembros de la energía renovable procedente de las bombas de calor de diferentes tecnologías, conforme a lo dispuesto en el artículo 5 de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo". EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013D0114&from=ES> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [16] Red Eléctrica de España. (2022). "Gestor de la red y transportista". REE. Disponible en: <https://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [17] Red Eléctrica de España. (2019). "Informe del Sistema Eléctrico Español 2019". REE. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/inf_sis_elec_ree_2019_v2.pdf (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [18] IEA. (2022). "Global EV Outlook 2022". IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

- [19] IDAE. (2020). "Consumos del Sector Residencial en España". IDAE. Disponible en: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Documentacion_Basica_Residencial_Unido_c93da537.pdf (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [20] IEA. (2022). "Solar PV". IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/solar-pv> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [21] IEA. (2022). "Residential solar PV capacity growth for selected countries/regions, 2013-2024". IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/residential-solar-pv-capacity-growth-for-selected-countries-regions-2013-2024> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [22] Caballero, A. (2022). "España bate récords de instalación de energía solar en 2021 y dobla la capacidad del autoconsumo". RTVE. Disponibles en: <https://www.rtve.es/noticias/20221003/record-instalacion-energia-solar-2021/2404747.shtml>
- [23] INE. (2022). "Personas con empleo, tiempo medio diario dedicado a las distintas actividades". INE. Disponible en: https://www.ine.es/ss/Satellite?L=es_ES&c=INESeccion_C&cid=1259925472488&p=%5C&pagename=ProductosYServicios%2FPYSLayou¶m1=PYSDetalle¶m3=1259924822888 (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [24] AEMET. (2022). "Datos climatológicos". AEMET. Disponible en: <https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [25] Redondo, M. (2018). "¿Cuál es la hora más calurosa del día?". Meteored. ElTiempo. Disponible en: <https://www.tiempo.com/noticias/ciencia/-cual-es-la-hora-mas-calurosa-del-dia-.html> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [26] Vegas, J. (2017). "¿Sabes cuál es la hora más fría del día?". Meteored. ElTiempo. Disponible en: <https://www.eltiempo.es/noticias/sabes-cual-es-la-hora-mas-fria-del-dia> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [27] Dirección General de Tráfico. (2022). "Parque nacional de vehículos por comunidad autónoma, provincia, tipo de vehículo y tipo de carburante". OTLE. Disponible en: <https://apps.fomento.gob.es/bdotle/visorBDpop.aspx?i=396> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [28] Servicio Estadística, Observatorio Nacional de Seguridad Vial. (2020). "Anuario Estadístico General". Dirección General de Tráfico. Disponible en: https://www.dgt.es/export/sites/web-DGT/galleries/downloads/dgt-en-cifras/publicaciones/Anuario_Estadistico_General/Anuario-Estadistico-General-2020_version-on-line.pdf (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [29] INE. (2021). "Cifras oficiales de población resultantes de la revisión del Padrón municipal a 1 de enero. Cantabria". INE. Disponible en: <https://www.ine.es/jaxiT3/Tabla.htm?t=2893&L=0> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)
- [30] Ayuntamiento de Santander. (2015). "II La estructura urbana. Los sistemas generales. 5.- El sistema de infraestructuras". Ayuntamiento de Santander. Disponible en: <https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.santander.es%2Fsites%2Fdefa>

[ult%2Ffiles%2F6_infraestructuras.pdf&psig=AOvVaw2i5_TkqjwVtEIEBSrMfnKM&ust=1667870331706000&source=images&cd=vfe&ved=0CA8Q3YkBahcKEwil-6yn85r7AhUAAAAAHQAAAAAQFQ](https://www.ec.europa.eu/transport/themes/clean-transport-urban-transport/clean-and-energy-efficient-vehicles/clean-vehicles-directive_en) (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[31] Comisión Europea. (2021). "*Normas de comportamiento en materia de emisiones de CO₂ de turismos y furgonetas*". Comisión Europea. Disponible en: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport-emissions/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/co2-emission-performance-standards-cars-and-vans_es (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[32] Comisión Europea. (2021). "*Pacto Verde Europeo: la Comisión propone transformar la economía y la sociedad de la UE para alcanzar los objetivos climáticos*". Comisión Europea. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/IP_21_3541 (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[33] Comisión Europea. (2019). "*Reducing CO₂ emissions from heavy-duty vehicles*". Comisión Europea. Disponible en: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport-emissions/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/reducing-co2-emissions-heavy-duty-vehicles_es (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[34] Comisión Europea. (2021). "*Clean Vehicles Directive*". Comisión Europea. Disponible en: https://transport.ec.europa.eu/transport-themes/clean-transport-urban-transport/clean-and-energy-efficient-vehicles/clean-vehicles-directive_en (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[35] European Commission. (2019). "*Sustainable mobility*". European Commission .Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/860070/Sustainable_mobility_en.pdf.pdf (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[36] European Commission. (2020). "*Estrategia de movilidad sostenible e inteligente: encauzar el transporte europeo de cara al futuro*". EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0789> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[37] European Commission. (2021). "*Propuesta de reglamento del parlamento europeo y del consejo relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo*". EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0559> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[38] MITECO. (2020). "*Plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030*". MITECO. Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es_final_necp_main_es.pdf (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[39] MITECO. (2020). "*Borrador actualizado del plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030*". MITECO. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/images/es/pniec_2021-2030_borradoractualizado_tcm30-506491.pdf (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[40] Comisión Europea. (2021). "*Propuesta de reglamento del parlamento europeo y del consejo por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/631 en lo que respecta al refuerzo de las normas de comportamiento en materia de emisiones de CO2 de los turismos nuevos y de los vehículos comerciales ligeros nuevos, en consonancia con la mayor ambición climática de la Unión*". Comisión Europea. Disponible en: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-regulation-co2-emission-standards-cars-vans-with-annexes_en.pdf (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[41] Comisión Europea. (2022). "*Heating and cooling*". Comisión Europea. Disponible en: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling_en (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[42] Comisión Europea. (2016). "*Estrategia de la UE relativa a la calefacción y la refrigeración*". EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?qid=1575551754568&uri=CELEX%3A52016DC0051> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[43] Comisión Europea. (2021). "*Propuesta de DIRECTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO por la que se modifican la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo y la Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables y se deroga la Directiva (UE) 2015/652 del Consejo*". EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0557> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[44] Comisión Europea. (2012). "*Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE Texto pertinente a efectos del EEE*". EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex%3A32012L0027> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[45] Comisión Europea. (2019). "*Reglamento Delegado (UE) 2019/826 de la Comisión, de 4 de marzo de 2019, que modifica los anexos VIII y IX de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta al contenido de las evaluaciones completas del potencial de una calefacción y una refrigeración eficientes*". EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0826> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[46] Comisión Europea. (2018). "*Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action, amending Regulations (EC) No 663/2009 and (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council, Directives 94/22/EC, 98/70/EC, 2009/31/EC, 2009/73/EC, 2010/31/EU, 2012/27/EU and 2013/30/EU of the European Parliament and of the Council, Council Directives 2009/119/EC and (EU) 2015/652 and repealing Regulation (EU) No 525/2013 of the European Parliament and of the Council (Text with EEA relevance.)*". EUR-Lex. Disponible en: [https://eur-](https://eur-lex.europa.eu/legal-)

[content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0001.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:FULL](#) (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[47] Consejo Europeo. (2022). "*Fit for 55*". Consejo de la UE. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[48] Gobierno de España. "*Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*". La Moncloa. Disponible en: https://www.lamoncloa.gob.es/temas/fondos-recuperacion/Documents/30042021-Plan_Recuperacion_%20Transformacion_%20Resiliencia.pdf (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[49] Comisión Europea. (2022). "*UE «Ahorrar energía»*". EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?qid=1653033053936&uri=COM%3A2022%3A240%3AFIN> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[50] IEA. (2022). "*Heat Pumps*". IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/heat-pumps> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[51] IDAE. (2022). "*Estadísticas de bombas de calor*". IDAE. Disponible en: <https://estadisticas-bombasdec calor.idae.es/> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[52] Eurostat. (2022). "*Final consumption - other sectors - households - energy use*". Eurostat. Disponible en: https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database?p_p_id=NavTreeportletprod_WAR_NavTreeportletprod_INSTANCE_QAMy7Pe6Hw1&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[53] RHC. (2010). "*European Technology and Innovation Platform on Renewable Heating and Cooling*". RHC. Disponible en: <https://www.rhc-platform.org/> (Fecha del último acceso: 1 de Octubre 2022)

[54] Comisión Europea. (2022). "*Estrategia de Energía Solar de la UE*". EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?qid=1653034500503&uri=COM%3A2022%3A221%3AFIN> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[55] ETIP PV. (2021). "*The European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics*". ETIP PV. Disponible en: <https://etip-pv.eu/> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[56] Directorate-General for Climate Action. (2020). "*Boosting the EU's green recovery: Commission invests € 1 billion in innovative clean technology projects*". Comisión Europea. Disponible en: https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/boosting-eus-green-recovery-commission-invests-eu-1-billion-innovative-clean-technology-projects-2020-07-03_en (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[57] Comisión Europea. (2018). "*European energy programme for recovery*". EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/european-energy-programme-for-recovery.html> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[58] Comisión Europea. (2021). "Agreement on 2021-2027 Connecting Europe Facility". Comisión Europea. Disponible en: <https://ec.europa.eu/inea/en/news-events/newsroom/agreement-2021-2027-connecting-europe-facility> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[59] Banco de Inversiones Europeo. (2021). "EIB backs € 3.4 billion investment for climate action and clean energy, sustainable transport, communications, water and private sector". Banco de Inversiones Europeo. Disponible en: <https://www.eib.org/en/press/all/2021-135-eib-backs-eur-3-4-billion-investment-for-climate-action-and-clean-energy-sustainable-transport-communications-water-and-private-sector> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[60] Comisión Europea. (2022). "The Just Transition Mechanism: making sure no one is left behind". Comisión Europea. Disponible en: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/finance-and-green-deal/just-transition-mechanism_en (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[61] Parlamento Europeo. (2022). "Proposal for a Regulation establishing a new LIFE programme for 2021-2027". Parlamento Europeo. Disponible en: <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/file-mff-life-programme-2021-2027> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[62] Comisión Europea. (2020). "Europe's moment: Repair and Prepare for the Next Generation". Comisión Europea. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0456&from=EN> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[63] Comisión Europea. (2021). "Versión consolidada del tratado de funcionamiento de la Unión Europea. Tercera parte. Políticas y acciones internas de la unión. Título xx. Medio ambiente. Artículo 192. (Antiguo artículo 175 TCE)". EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:12012E192&from=EN> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[64] Comisión Europea. (2021). "Horizon Europe". Comisión Europea. Disponible en: https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[65] Comisión Europea. (2021). "Continued EU funding commitment to support energy efficiency in urban areas". Comisión Europea. Disponible en: https://ec.europa.eu/info/news/continued-eu-funding-commitment-support-energy-efficiency-urban-areas-2021-jan-29_en (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[66] Comisión Europea. (2022). "Social Climate Fund". Comisión Europea. Disponible en: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-green-deal/delivering-european-green-deal/social-climate-fund_en (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[67] Comisión Europea. (2020). "A Renovation Wave for Europe - greening our buildings, creating jobs, improving lives". Comisión Europea. Disponible en: <https://eur->

lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1603122220757&uri=CELEX:52020DC0662 (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[68] Comisión Europea. (2020). *"La Comisión propone una normativa revisada para las infraestructuras energéticas transfronterizas en consonancia con el Pacto Verde Europeo"*. Comisión Europea. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_2394?pk_campaign=ENER%20Newsletter%20December%202020 (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[69] ERA-Net. (2021). *"Joint Programming Platform ERA-Net Smart Energy Systems"*. ERA-Net. Disponible en: <https://www.eranet-smartenergysystems.eu/> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[70] Comisión Europea. (2021). *"Directiva 2009/28/ce del Parlamento Europeo y del consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE"*. EUR-Lex. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:32009L0028&from=ES> (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

[71] MITECO. (2021). *"Hoja de Ruta del Autoconsumo"*. MITECO. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hoja-ruta-autoconsumo/hojaderutaautoconsumo_tcm30-534411.pdf (Fecha del último acceso: 22 de Diciembre 2022)

ANEXO I. Cálculo de Escenarios.

Esta sección presenta el proceso de cálculo seguido para la obtención de los datos presentados en el análisis. En la misma se distinguen los siguientes apartados:

- Cálculo Escenarios Movilidad
- Cálculo Escenarios Climatización
- Cálculo Escenarios Autoconsumo

I. Cálculo Escenarios Movilidad

Las previsiones de desarrollo entorno al vehículo eléctrico son varias, donde entes como la Agencia Internacional de la Energía (IEA) ya definen diferentes escenarios de adopción tanto a nivel europeo, como a nivel mundial. Estas cifras se basan en los objetivos anunciados por los diferentes gobiernos internacionales a través de comunicaciones oficiales, normativas o regulaciones, donde se incluye la comisión europea (ej. Pacto Verde Europeo, Reglamento (UE) 2019/631, Directiva 2014/94/UE, Clean Vehicles Directive, COM (2020) 789 final) o el gobierno de España (ej. Plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030). Esta información, en combinación con los datos del parque de vehículos español, nos permite producir las estimaciones que se detallan a continuación.

En base a las previsiones de desarrollo planteadas por la Unión Europea, se han generado dos escenarios de evolución para el vehículo eléctrico en Europa, cuyos datos por tipo de vehículo y tasa de crecimiento compuesta se definen en la Tabla 28.

Tabla 28. Previsiones de desarrollo para el vehículo eléctrico en Europa.

| Escenario Políticas Establecidas | | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------------------|---------------|
| | 2020 | 2021 | 2025 | 2030 | TCAC³ | Fuente |
| Autobuses (BEV⁴) | 6.700 | 8.300 | 180.000 | 580.000 | 60,30% | IEA |
| Autobuses (PHEV⁵) | 830 | 900 | 6.800 | 24.000 | 44,03% | IEA |
| Turismos (BEV) | 1.800.000 | 3000000 | 11000000 | 28.000.000 | 28,17% | IEA |
| Turismos (PHEV) | 1.400.000 | 2500000 | 9200000 | 20.000.000 | 25,99% | IEA |
| Camiones (BEV) | 1.500 | 1800 | 27000 | 130.000 | 60,89% | IEA |
| Camiones (PHEV) | 42 | 1800 | 4600 | 95.000 | 55,38% | IEA |
| Furgonetas (BEV) | 150.000 | 160.000 | 1.500.000 | 5.200.000 | 47,23% | IEA |
| Furgonetas (PHEV) | 7.300 | 6.200 | 140.000 | 450.000 | 60,97% | IEA |
| Escenario Acelerado | | | | | | |
| | 2020 | 2021 | 2025 | 2030 | TCAC | Fuente |
| Autobuses (BEV) | 6.700 | 8.300 | 200.000 | 530.000 | 58,70% | IEA |
| Autobuses (PHEV) | 830 | 900 | 12.000 | 33.000 | 49,21% | IEA |
| Turismos (BEV) | 1.800.000 | 3.000.000 | 14.000.000 | 41.000.000 | 33,72% | IEA |
| Turismos (PHEV) | 1.400.000 | 2.500.000 | 7900000 | 17.000.000 | 23,74% | IEA |
| Camiones (BEV) | 1.500 | 1.800 | 54.000 | 340.000 | 79,02% | IEA |
| Camiones (PHEV) | 42 | 1.800 | 23.000 | 80.000 | 52,44% | IEA |
| Furgonetas (BEV) | 150.000 | 160.000 | 2.100.000 | 6.400.000 | 50,66% | IEA |
| Furgonetas (PHEV) | 7.300 | 6.200 | 230.000 | 650.000 | 67,69% | IEA |

³ TCAC. Tasa de Crecimiento Anual Compuesto.

⁴ BEV. Vehículos eléctricos de batería.

⁵ PHEV. Vehículos eléctricos híbridos enchufables.

Estos datos, en combinación con los referidos a la evolución del vehículo eléctrico en España (i.e. Tabla 29) y los históricos sobre el parque nacional de vehículos, nos permiten generar diferentes escenarios de desarrollo.

- *Escenario Sin Cambios.* Previsión en base a la curva generada, resultado de la evolución natural del vehículo eléctrico en España.
- *Escenario Políticas Establecidas.* Previsión generada en base a las políticas definidas a nivel Español y Europeo.
- *Escenario Acelerado.* Previsión generada en base a las políticas avanzadas a nivel Español y Europeo.

Tabla 29. Evolución del vehículo eléctrico en España.

| | Autobuses (BEV) | Autobuses (PHEV) | Turismos (BEV) | Turismos (PHEV) | Camiones (BEV) | Camiones (PHEV) | Furgonetas (BEV) | Furgonetas (PHEV) |
|------------------|-----------------|------------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|------------------|-------------------|
| Histórico | | | | | | | | |
| 2010 | - | - | 76 | - | - | - | - | - |
| 2011 | - | - | 460 | 8 | - | - | 24 | - |
| 2012 | - | - | 890 | 120 | - | - | 230 | - |
| 2013 | - | - | 1.700 | 190 | - | - | 340 | - |
| 2014 | - | - | 3.100 | 520 | - | - | 710 | - |
| 2015 | - | - | 4.400 | 1.300 | - | - | 1.200 | - |
| 2016 | - | - | 6.500 | 2.800 | - | - | 2.100 | - |
| 2017 | 100 | 42 | 10.000 | 6.300 | - | - | 3.100 | - |
| 2018 | 160 | 50 | 16.000 | 12.000 | - | - | 4.800 | - |
| 2019 | 230 | 82 | 26.000 | 19.000 | 5 | - | 6.300 | - |
| 2020 | 270 | 89 | 45.000 | 43.000 | 13 | - | 7.900 | - |
| 2021 | 380 | 100 | 69.000 | 86.000 | 29 | - | 10.000 | 26 |
| Fuente | IEA | IEA | IEA | IEA | IEA | IEA | IEA | IEA |

Dicho esto, las previsiones de crecimiento del vehículo eléctrico variarán dependiendo de la zona analizada. A nivel nacional, la adopción del vehículo eléctrico es más lenta que en Cantabria, donde, debido a las diferencias en proporción, se observará una mejor adaptación al vehículo eléctrico. La diferencia en los niveles de adopción puede observarse en la Figura 21.

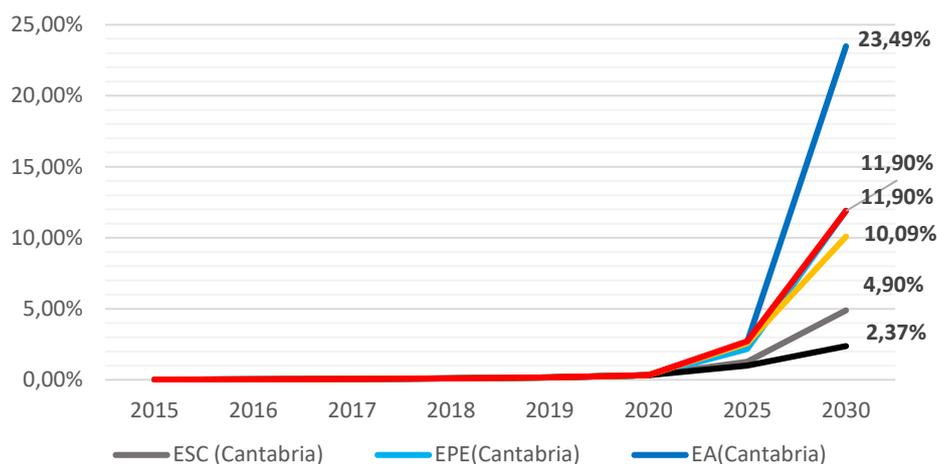


Fig. 21. Porcentajes de adopción EV España y Cantabria.

En cuanto a la cantidad de vehículos eléctricos estimados en el municipio de Santander, se calculó en base a la proporción de habitantes con respecto del total de Cantabria (i.e. 29,46%).

Tabla 30. Población de Cantabria y Santander.

| Área | Población (personas) | Fuente |
|-----------|----------------------|--------|
| Cantabria | 584.507 | INE |
| Santander | 172.221 | INE |

Los resultados se presentan de manera estructurada en la *Tabla 12. Parque Santanderino de vehículos eléctricos en los años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA del apartado 2.2.1.2. Evolución.*

II. Cálculo Escenarios Climatización

Las previsiones de desarrollo para bombas de calor no son tan abundantes como para el vehículo eléctrico, con entidades como la REHVA o la EHPA siendo las principales evaluadoras de este campo. Dicho esto, en base a los compromisos de neutralidad climática adquiridos por España de cara al año 2050, podemos estimar diferentes escenarios de crecimiento.

Estos escenarios se apoyan en el supuesto de que los productos basados en combustibles fósiles son sustituidos progresivamente por bombas de calor, dada su naturaleza renovable. El número de equipos necesarios para la calefacción y refrigeración se mantiene estable en el tiempo. Los equipos eléctricos y renovables de calefacción y refrigeración existentes (ej. calefactor eléctrico, radiador eléctrico, colectores solares, equipos de aire acondicionado) mantendrán su cuota de mercado, dada su capacidad de consumir energía renovable. Los escenarios establecidos son los siguientes:

- *Escenario Sin Cambios.* Previsión en base a la tendencia documentada durante el periodo 2015-2020 (IDAE, 2022), resultado de la evolución natural del parque de bombas de calor en España.
- *Escenario Políticas Establecidas.* Previsión generada en base a los compromisos de neutralidad climática definidas por el gobierno de España y a nivel Europeo (i.e. Emisiones netas cero para el año 2050). Bajo este escenario se asume que la totalidad

de los equipos tradicionales, basados en el consumo de combustibles fósiles, han sido sustituidos por bombas de calor para el año 2050.

- *Escenario Acelerado.* Previsión generada en función de las ambiciones emitidas en materia medioambiental, tanto a nivel de España como a nivel Europeo. Bajo este escenario se asume que la totalidad de los equipos tradicionales, basados en el consumo de combustibles fósiles, han sido sustituidos por bombas de calor para el año 2040.

En la estimación del número de equipos necesarios para alcanzar los objetivos de neutralidad, se ha analizado el parque de equipos existentes y el consumo relativo a los mismos dentro del sector residencial. Las Tablas 31 y 32 indican las proporciones de cada equipo y sus consumos dependiendo del uso.

Tabla 31. Total de equipos de calefacción y refrigeración en el sector residencial (España).

| Uso | Equipos | Total | % mercado | Fuente |
|----------------------|--|------------|-----------|--------|
| Calefacción | Bombas de calor | 3.297.169 | 16,16% | IDAE |
| | Equipos dependientes de combustibles fósiles | 9.829.588 | 48,18% | IDAE |
| | Otros equipos eléctricos | 7.275.443 | 35,66% | IDAE |
| ACS | Bombas de calor | 0 | 0,00% | IDAE |
| | Equipos dependientes de combustibles fósiles | 12.056.941 | 70,10% | IDAE |
| | Otros equipos eléctricos | 5.142.689 | 29,90% | IDAE |
| Refrigeración | Equipos dependientes de combustibles fósiles | 0 | 0,00% | IDAE |
| | Otros equipos eléctricos | 13.658.844 | 100,00% | IDAE |

Tabla 32. Consumos energéticos de calefacción y refrigeración en el sector residencial (España).

| Uso | Fuente de Suministro Energético | | Consumo Hogares España (ktep) | Consumo Hogares España (MWh) | Fuente |
|----------------------|--------------------------------------|---------|-------------------------------|------------------------------|--------|
| Calefacción | Electricidad (incluyendo renovables) | 51,70% | 3.563,164 | 41.439.597,3 | IDAE |
| | Combustibles fósiles | 48,20% | 3.321,944 | 38.634.208,7 | IDAE |
| ACS | Electricidad (incluyendo renovables) | 76,40% | 2.120,864 | 24.665.648,3 | IDAE |
| | Combustibles fósiles | 23,20% | 644,032 | 7.490.092,16 | IDAE |
| Refrigeración | Electricidad (incluyendo renovables) | 100,00% | 123 | 1.430.490 | IDAE |
| | Combustibles fósiles | 0,00% | 0 | 0 | IDAE |

La proporción de equipos de bomba de calor, donde se distinguen aerotérmicas y geotérmicas, así como sus diferentes consumos, potencias y cantidades, se definen en la Tabla 33.

Tabla 33. Datos y estadísticas sobre bombas de calor en España.

| Año | Tipo de BC | Unidades | Potencia térmica (kW) | Consumo eléctrico (MWh) | Potencia media (kW) | Consumo por equipo (MWh) | Proporción |
|---------------------|-------------|-----------|-----------------------|-------------------------|---------------------|--------------------------|------------|
| Fuente: IDAE | | | | | | | |
| 2020 | Aerotérmica | 3.517.775 | 15.986.296,15 | 914.746,49 | 4,5 | 0,26 | 99,92% |
| | Geotérmica | 2.924 | 67.187,96 | 19.382,33 | 23,0 | 6,63 | 0,08% |

| Año | Tipo de BC | Unidades | Potencia térmica (kW) | Consumo eléctrico (MWh) | Potencia media (kW) | Consumo por equipo (MWh) | Proporción |
|------|----------------|------------------|-----------------------|-------------------------|---------------------|--------------------------|-------------|
| | Totales | 3.520.699 | 16.053.484,10 | 934.128,82 | - | - | 100% |
| 2019 | Aerotérmica | 3.243.088 | 14.711.964,22 | 855.296,26 | 4,5 | 0,26 | 99,92% |
| | Geotérmica | 2.698 | 56.375,06 | 16414,78 | 20,9 | 6,08 | 0,08% |
| | Totales | 3.245.786 | 14.768.339,28 | 8.717.11,04 | - | - | 100% |
| 2018 | Aerotérmica | 2.933.673 | 13.293.982,31 | 786.907,31 | 4,5 | 0,27 | 99,91% |
| | Geotérmica | 2.523 | 53.982,04 | 15.886,63 | 21,4 | 6,30 | 0,09% |
| | Totales | 2.936.196 | 13.347.964,35 | 802.793,94 | - | - | 100% |
| 2017 | Aerotérmica | 2.594.232 | 11.720.765,22 | 709.515,07 | 4,5 | 0,27 | 99,91% |
| | Geotérmica | 2.296 | 48.125,25 | 14.184,81 | 21,0 | 6,18 | 0,09% |
| | Totales | 2.596.528 | 11.768.890,48 | 723.699,88 | - | - | 100% |
| 2016 | Aerotérmica | 22.50.055 | 10.133.511,85 | 629.682,69 | 4,5 | 0,28 | 99,91% |
| | Geotérmica | 2.057 | 41.780,23 | 12.624,59 | 20,3 | 6,14 | 0,09% |
| | Totales | 2.252.112 | 10.175.292,08 | 642.307,27 | - | - | 100% |
| 2015 | Aerotérmica | 1.942.510 | 8.718.202,88 | 557.939,63 | 4,5 | 0,29 | 99,91% |
| | Geotérmica | 1.836 | 35.759,59 | 11.539,11 | 19,5 | 6,28 | 0,09% |
| | Totales | 1.944.346 | 8.753.962,48 | 569.478,73 | - | - | 100% |

Asumiendo una sustitución proporcionada de los equipos tradicionales por bombas de calor, se necesitarían 21.886.529 bombas de calor (i.e., 21.868.352 aerotérmicas y 18.177 geotérmicas) para reemplazar los equipos existentes en la actualidad. Esto supondría una TCAC de 6,3% hasta 2050 bajo el escenario de políticas establecidas y una TCAC de 9,6% hasta 2050 bajo el escenario de políticas avanzadas.

En cuanto a la cantidad de bombas de calor estimadas en el municipio de Santander, se calculó en base a la proporción de habitantes con respecto del total nacional.

Tabla 34. Población de España y Santander.

| Área | Población (personas) | Fuente |
|-----------|----------------------|--------|
| España | 47.432.805 | INE |
| Santander | 172.221 | INE |

Los resultados se presentan de manera estructurada en la *Tabla 14. Parque Santanderino de bombas de calor en los años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA.* del apartado 2.2.2.2. *Evolución.*

III. Cálculo Escenarios Autoconsumo

Son varias las estimaciones y escenarios de desarrollo que giran en torno a la energía solar fotovoltaica y, más concretamente, el autoconsumo. Entidades internacionales y supranacionales que modelan los cambios y previsiones de crecimiento en estas áreas, donde destaca la labor de organizaciones como la Agencia Internacional de la Energía (IEA) en la evaluación de estos campos.

Estos modelos se basan en los objetivos anunciados por los diferentes gobiernos internacionales a través de comunicaciones oficiales, normativas o regulaciones, donde se

incluye la comisión europea (ej. Renovation Wave, Estrategia de Energía Solar de la UE, InvestEU- Asistencia Energética Local Europea, Horizon Europe, Fondo de Innovación - Inversiones en Proyectos Innovadores de Tecnología Limpia) o el gobierno de España (ej. Real Decreto 244/2019, Hoja de Ruta del Autoconsumo, SolCan).

Es esta información, la que nos permite producir los escenarios que se detallan en la Tabla 37.

- *Escenario Sin Cambios (ESC)*. Previsión en base a la curva generada, resultado de la evolución natural de la potencia instalada para el autoconsumo en España.
- *Escenario Políticas Establecidas (EPE)*. Previsión generada en base a las políticas definidas a nivel Español y Europeo.
- *Escenario Acelerado (EA)*. Previsión generada en base a las políticas avanzadas a nivel Español y Europeo.

Tabla 35. Evolución de la potencia instalada para el autoconsumo en España.

| España | Sector Comercial e Industrial (GW) | | | Sector Residencial (GW) | | |
|-------------|------------------------------------|-------|-------|-------------------------|------|------|
| | ESC | EPE | EA | ESC | EPE | EA |
| Año | | | | | | |
| 2015 | 3,40 | 3,40 | 3,40 | 0,20 | 0,20 | 0,20 |
| 2016 | 3,40 | 3,40 | 3,40 | 0,20 | 0,20 | 0,20 |
| 2017 | 3,40 | 3,40 | 3,40 | 0,20 | 0,20 | 0,20 |
| 2018 | 3,40 | 3,40 | 3,40 | 0,20 | 0,20 | 0,20 |
| 2019 | 3,50 | 3,50 | 3,50 | 0,20 | 0,20 | 0,20 |
| 2020 | 4,20 | 4,20 | 4,20 | 0,30 | 0,30 | 0,30 |
| 2025 | 8,18 | 8,20 | 10,10 | 0,80 | 1,70 | 2,40 |
| 2030 | 15,75 | 14,82 | 19,99 | 1,76 | 3,94 | 5,75 |

En cuanto a la capacidad estimada en el municipio de Santander, se calculó en base a la proporción de habitantes con respecto del total nacional.

Tabla 36. Población de España y Santander.

| Área | Población (personas) | Fuente |
|-----------|----------------------|--------|
| España | 47.432.805 | INE |
| Santander | 172.221 | INE |

Tabla 37. Evolución de la potencia instalada para el autoconsumo en Santander.

| Santander | Sector Comercial e Industrial (MW) | | | Sector Residencial (MW) | | |
|-------------|------------------------------------|-------|-------|-------------------------|-------|-------|
| | ESC | EPE | EA | ESC | EPE | EA |
| Año | | | | | | |
| 2015 | 12,34 | 12,34 | 12,34 | 0,73 | 0,73 | 0,73 |
| 2016 | 12,34 | 12,34 | 12,34 | 0,73 | 0,73 | 0,73 |
| 2017 | 12,34 | 12,34 | 12,34 | 0,73 | 0,73 | 0,73 |
| 2018 | 12,34 | 12,34 | 12,34 | 0,73 | 0,73 | 0,73 |
| 2019 | 12,71 | 12,71 | 12,71 | 0,73 | 0,73 | 0,73 |
| 2020 | 15,25 | 15,25 | 15,25 | 1,09 | 1,09 | 1,09 |
| 2025 | 29,70 | 29,77 | 36,67 | 2,89 | 6,17 | 8,71 |
| 2030 | 57,20 | 53,83 | 72,59 | 6,38 | 14,30 | 20,86 |

Los resultados generales se presentan de manera estructurada en la *Tabla 16. Capacidad Solar PV en Santander para los años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA.* del apartado 2.2.3.2. *Evolución.*

ANEXO II. Cálculo de la Demanda.

Esta sección presenta el proceso de cálculo seguido para la obtención de los datos presentados en el análisis. En la misma se distinguen los siguientes apartados:

- Cálculo de la Demanda en Movilidad
- Cálculo de la Demanda en Climatización
- Código de la Simulación

I. Cálculo de la Demanda en Movilidad

Esta sección presenta el proceso de cálculo seguido para la obtención de la demanda energética requerida para la carga de vehículos eléctricos. El cálculo de la curva de demanda implementa las consideraciones y premisas definidas en el apartado 3.1.1. *Demanda-Movilidad*, así como los valores de potencia de carga y capacidades establecidos en el apartado 1.3. *Metodología*.

Partiendo de esa base, se calcula la capacidad total del parque de vehículos de Santander, el cual se presenta en la Tabla 38.

Tabla 38. Capacidades del parque de vehículos eléctricos de Santander.

| | Escenario Sin Cambios | | Escenario Políticas Establecidas | | Escenario Acelerado | |
|--------------------------------|-----------------------|---------|----------------------------------|----------|---------------------|----------|
| | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 |
| Autobuses (BEV) - MWh | 0,7 | 1,4 | 3,5 | 38,15 | 3,85 | 39,55 |
| Autobuses (PHEV) - MWh | 0 | 0 | 0,0875 | 0,4375 | 0,0875 | 0,875 |
| Turismos (BEV) - MWh | 23,7 | 55,74 | 47,16 | 163,02 | 57,18 | 244,38 |
| Turismos (PHEV) - MWh | 7,68 | 21,855 | 12,675 | 40,26 | 11,22 | 32,565 |
| Camiones (BEV) - MWh | 228 | 1.458,6 | 289,8 | 3.126,6 | 505,2 | 9.285 |
| Camiones (PHEV) - MWh | 0 | 0 | 0 | 0,3 | 0,15 | 1,2 |
| Furgonetas (BEV) - MWh | 3,96 | 8,76 | 11,64 | 80,64 | 15,24 | 118,44 |
| Furgonetas (PHEV) - MWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total - MWh | 264,04 | 1546,36 | 364,86 | 3.449,41 | 592,93 | 9.722,01 |

Conocido este dato, se procede al cálculo de los tiempos de carga requeridos para la carga completa de cada vehículo eléctrico, lo que permitirá establecer el tiempo de duración máximo de los picos.

Tabla 39. Tiempo de carga de los vehículos eléctricos.

| | Escenario Sin Cambios | | Escenario Políticas Establecidas | | Escenario Acelerado | |
|-------------------------|-----------------------|--------|----------------------------------|--------|---------------------|--------|
| | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 |
| Autobuses (BEV) | 2,33 h | 2,33 h | 2,33 h | 2,33 h | 2,33 h | 2,33 h |
| Autobuses (PHEV) | - | - | 0,58 h | 0,58 h | 0,58 h | 0,58 h |
| Turismos (BEV) | 2,73 h | 2,73 h | 2,73 h | 2,73 h | 2,73 h | 2,73 h |

| | | | | | | |
|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Turismos (PHEV) | 0,68 h |
| Camiones (BEV) | 1,71 h |
| Camiones (PHEV) | - | - | - | 0,43 h | 0,43 h | 0,43 h |
| Furgonetas (BEV) | 2,73 h |
| Furgonetas (PHEV) | - | - | - | - | - | - |
| Máximo Tiempo de Carga | 2,73 h |

Calculados estos datos, se completa la curva de demanda con la energía requerida para suplir al parque de vehículos (i.e. 80% del total), lo que permite la definición de la potencia.

Las curvas de demanda se presentan en las Figuras 12 y 13 del apartado 3.1.1. *Demanda-Movilidad*.

II. Cálculo de la Demanda en Climatización

Esta sección presenta el proceso de cálculo seguido para la obtención de la demanda energética requerida para la carga de vehículos eléctricos. El cálculo de la curva de demanda implementa las consideraciones y premisas definidas en el apartado 3.1.1. *Demanda-Climatización*, así como los valores de potencia establecidos para los equipos de climatización definidos en el apartado 1.3. *Metodología*.

Partiendo de esa base, se calcula la capacidad total del parque de bombas de calor de Santander, el cual se presenta en la Tabla 40.

Tabla 40. Capacidad del parque de bombas de calor en Santander. Años 2025 y 2030. Escenarios ESC, EPE y EA.

| | Escenario Sin Cambios | | Escenario Políticas Establecidas | | Escenario Acelerado | |
|--|-----------------------|--------|----------------------------------|----------|---------------------|---------|
| | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 | 2025 | 2030 |
| Bombas de calor Aerotérmicas (MW) | 65,718 | 75,141 | 77,9355 | 105,6825 | 90,756 | 143,307 |
| Bombas de calor Geotérmicas (MW) | 0,264 | 0,286 | 0,308 | 0,44 | 0,374 | 0,572 |
| Total (MW) | 65,982 | 75,427 | 78,2435 | 106,1225 | 91,13 | 143,879 |

Calculados estos datos, se multiplica la capacidad total por los puntos de demanda mínima (i.e. Horario: 2:00-6:30. Potencia: 5% en invierno; Horario: 2:00-6:30. Potencia: 2,5% en verano), media (i.e. Horario: 9:00-10:00. Potencia: 20% en invierno; Horario: 2:00-6:30. Potencia: 10% en verano), y máxima (i.e. Horario: 19:00-21:00. Potencia: 70% en invierno; Horario: 17:00-19:00. Potencia: 35% en verano), siguiendo una tendencia lineal como nexo de unión entre los puntos, lo que completa la curva de demanda con la energía requerida para suplir al parque de bombas de calor.

Las curvas de demanda se presentan en las Figuras 14 y 15 del apartado 3.1.1. *Demanda-Climatización*.