

Trabajo Fin de Máster  
Máster Universitario en Ingeniería Aeronáutica

Análisis de viabilidad técnica, económica y  
medioambiental de un nuevo sistema eléctrico para la  
ciudad autónoma de Ceuta

Autor: Salvador Fuentes Fuentes

Tutores: Dr. Ángel Arcos Vargas y Dr. Francisco José Gutiérrez García

**Dpto. de Organización Industrial y Gestión de Empresas I**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2022





Trabajo Fin de Máster  
Máster Universitario Ingeniería Aeronáutica

# **Análisis de viabilidad técnica, económica y medioambiental de un nuevo sistema eléctrico para la ciudad autónoma de Ceuta**

Autor:

Salvador Fuentes Fuentes

Tutores:

Ángel Arcos Vargas

Profesor titular

Francisco José Gutiérrez García

Dr. Ingeniero Aeronáutico

Dpto. de Organización Industrial y Gestión de Empresas I

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Trabajo de Fin de Máster: Análisis de viabilidad técnica, económica y medioambiental de un nuevo sistema eléctrico para la ciudad autónoma de Ceuta

Autor: Salvador Fuentes Fuentes

Tutor: Dr. Ángel Arcos Vargas y Dr. Francisco José Gutiérrez García

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*

*A mis tutores*



# Agradecimientos

---

*A mis padres, por su incondicional apoyo, por ser fuente de inspiración y saber transmitir que todas las decisiones y actos de nuestra vida deben basarse en el esfuerzo, la entereza, el respeto y la humildad.*

*A mis tutores Ángel Arcos Vargas y Francisco José Gutierrez García, por confiar en mí y haberme dado la oportunidad de realizar este proyecto, por la ayuda, interés y trato recibido.*

*A Alberto Salguero, José Álvarez Reina, Luis López Bernal, Manuel Guerra y David González, por confiar en mí, por enseñarme que el crecimiento personal va acompañado siempre del aprendizaje continuo y que las organizaciones son las personas que las forman.*

*A mi amigo Álvaro Anega Trucio, por su apoyo y amistad en esta etapa, por demostrarme que la fidelidad a los valores y la entereza ante las adversidades forjan a las grandes personas.*



## Resumen

---

Los actuales modelos de generación en las regiones aisladas se caracterizan por su pequeño tamaño y una red de infraestructuras eléctricas débil que hace que estos sistemas sean menos estables y seguros que los grandes sistemas interconectados en los que es posible garantizar el suministro ante picos de demanda. Adicionalmente, la fuerte dependencia de estos sistemas de los combustibles fósiles obstaculiza la descarbonización y aumenta el impacto medioambiental. Es necesario transicionar hacia modelos que garanticen el suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables evolucionando hacia un nuevo modelo energético más eficiente y sostenible, basado en las energías renovables y afrontando así los retos planteados en el llamado trilema energético para garantizar el acceso universal a la energía, así como la seguridad y sostenibilidad del suministro.

Este proyecto presenta un modelo de ciudad autoabastecida energéticamente libre de emisiones considerando sistemas solares fotovoltaicos instalados en los techos de los edificios y en zonas libres de la ciudad, combinados con un sistema de almacenamiento energético para la ciudad de Ceuta. Se realiza el balance energético horario durante todos los días del año a partir de la evaluación del potencial de generación energética y la estimación de la demanda, considerando el impacto de la potencial electrificación del parque de vehículos.

El presente trabajo demuestra que un modelo de reducidas emisiones, seguro y a un coste asumible es posible, a partir de la aplicación de una metodología aplicable a cualquier región, y que abre nuevas líneas de investigación hacia futuros sistemas de almacenamiento que permitan alcanzar la total descarbonización en estas regiones, a un precio de la energía competitivo y asequible.



---

# Abstract

---

The current generation models in isolated regions are characterized by their small size and a weak electrical infrastructure network that makes these systems less stable and safe than the large interconnected systems in which it is possible to guarantee supply in the event of peaks in demand. Additionally, the strong dependence of these systems on fossil fuels hinders decarbonisation and increases the environmental impact. It is necessary to transition towards models that guarantee the supply, the security of the system and the integration of renewable energies, evolving towards a new, more efficient and sustainable energy model, based on renewable energies and thus facing the challenges posed by the so-called energy trilemma to guarantee the universal access to energy, as well as security and sustainability of supply.

This project presents an emission-free energy self-sufficient city model considering photovoltaic solar systems installed on the roofs of buildings and in free areas of the city, combined with an energy storage system for the city of Ceuta. The hourly energy balance is carried out every day of the year based on the evaluation of the energy generation potential and the estimation of demand, considering the impact of the potential electrification of the vehicle fleet.

The present work demonstrates that a model of reduced emissions, safe and at an affordable cost is possible, based on the application of a methodology applicable to any region, that opens new lines of research towards future storage systems that allow achieving total decarbonization in these regions, at a competitive and affordable energy price.



# Índice

<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xix</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2 Estado del arte</b>	<b>5</b>
2.1 <i>Modelos Renovables Aislados Existentes</i>	5
2.2 <i>Propuesta y Análisis de modelos renovables aislados y conectados a red.</i>	6
2.2.1 Modelos renovables aislados de la red	6
2.2.1 Modelos renovables conectados a la red	7
2.3 <i>Conclusión</i>	8
<b>3 Estructura del sistema eléctrico en Ceuta</b>	<b>5</b>
3.1 <i>Contexto Histórico, Económico y Social</i>	5
3.2 <i>Estructura de Generación y Sistema de Abastecimiento Energético.</i>	5
3.3 <i>Análisis de Emisiones</i>	7
3.4 <i>Coste de la Generación Actual</i>	9
<b>4 Potencial Energético</b>	<b>11</b>
4.1 <i>Método</i>	11
4.1.1 Análisis de la Superficie	11
4.1.2 Potencial Eléctrico	12
4.2 <i>Datos</i>	16
4.2.1 Análisis de la Superficie	16
4.2.2 Potencia Eléctrica Horaria	20
4.3 <i>Resultados</i>	23
4.3.1 Análisis de la Superficie	23
4.3.2 Potencial Eléctrico	28
<b>5 Estimación de la Demanda</b>	<b>35</b>
5.1 <i>Método</i>	35
5.1.1 Estimación de Demanda Actual	35
5.1.2 Estimación de Demanda EV	35
5.2 <i>Datos</i>	38
5.2.1 Estimación de Demanda Actual	38
5.2.2 Estimación Demanda EV	39
5.3 <i>Resultados</i>	42
5.3.1 Estimación Demanda EV	42

---

<b>6</b>	<b>Análisis del Balance Eléctrico y Almacenamiento</b>	<b>47</b>
6.1	<i>Método</i>	47
6.1.1	Balance de Energía Eléctrica.	47
6.2	<i>Datos</i>	49
6.2.1	Clasificación de Sistemas de Almacenamiento	49
6.2.2	Hidrógeno Verde como Sistema de Almacenamiento	50
6.3	<i>Resultados</i>	52
6.3.1	Balance de Energía Eléctrica.	52
6.3.2	Almacenamiento de Energía	55
<b>7</b>	<b>Análisis Económico y Medioambiental</b>	<b>57</b>
7.1	<i>Modelo PV + Almacenamiento diario</i>	57
7.1.1	Análisis Económico	57
7.1.2	Análisis de Emisiones	59
7.2	<i>Modelo PV sin almacenamiento</i>	60
7.2.1	Análisis Económico	60
7.2.2	Análisis de Emisiones	63
7.3	<i>Modelo PV + Almacenamiento Estacional</i>	63
7.3.1	Análisis Económico	63
7.3.2	Análisis de Emisiones	66
<b>8</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>69</b>
	<b>ANEXO A: Códigos Matlab</b>	<b>71</b>
	<b>ANEXO B: Datos</b>	<b>79</b>
	<b>ANEXO C: Tablas de Resultados</b>	<b>83</b>
	<b>Referencias</b>	<b>91</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Revisión Bibliográfica de Modelos Renovables Aislados Existentes	5
Tabla 2. Revisión Bibliográfica de Modelos Renovables Aislados Propuestos	7
Tabla 3. Revisión Bibliográfica de Modelos de Almacenamiento de Energía	8
Tabla 4. Clasificación de usos del suelo. Fuente: Tomo I Memoria Justificativa del PGOU 2016 [49].	17
Tabla 5. Datos de generación horaria Wh/kWp en Cádiz para cada día típico. Orientación Sur.	21
Tabla 6. Datos mensuales Generación – Irradiación Ceuta. Fuente PVGIS. Elaboración propia.	22
Tabla 7. Elevación solar por mes en Ceuta. Fuente: SunCalc	23
Tabla 8. Error de Aproximación Insituto Geográfico Nacional vs Google Earth	23
Tabla 9. Área Total en base al tipo de edificio. Elaboración propia.	25
Tabla 10. Área total en base a la orientación de edificios del tipo 1 y tipo 2. Elaboración propia.	26
Tabla 11. Factor de disponibilidad Tipo 1. Elaboración Propia.	27
Tabla 12. Factor de disponibilidad Tipo 2. Elaboración Propia.	27
Tabla 13. Superficie utilizable para cada orientación. Elaboración propia.	28
Tabla 14. Factores de Conversión Cádiz-Ceuta para cada día típico. Orientación Sur	29
Tabla 15. Generación horaria en Wh / kWp para cada día típico. Sur. Elaboración propia.	30
Tabla 16. Días de mayor y menor generación eléctrica fotovoltaica. Elaboración Propia.	34
Tabla 17. Parque de Vehículos de Ceuta. Fuente: DGT Tabla Estadística del Parque de Vehículos.	39
Tabla 18. Consumo Específico & Distancia Media anual recorrida. Fuente [50].	40
Tabla 19. Datos demanda total EV Laborable Verano. Fuente REE. Elaboración Propia	41
Tabla 20. Flota Equivalente. Fuente DGT / INE. Elaboración propia	43
Tabla 21. Producción, consumo y balance energético horario. Elaboración propia.	53
Tabla 22. Análisis económico Modelo A.	58
Tabla 23. Simulación Modelo PV + Almacenamiento diario. Elaboración propia.	59
Tabla 24. Análisis de Emisiones Modelo PV + Almacenamiento diario. Elaboración propia.	60
Tabla 25. Análisis económico Modelo PV sin almacenamiento. Elaboración Propia.	61
Tabla 26. Simulación Modelo PV sin almacenamiento. Elaboración propia.	62
Tabla 27. Análisis de Emisiones Modelo PV sin almacenamiento. Elaboración propia.	63
Tabla 28. Análisis económico Modelo PV + almacenamiento estacional. Elaboración Propia.	64
Tabla 29. Simulación Modelo PV más almacenamiento estacional. Elaboración propia.	65
Tabla 30. Análisis de Emisiones modelo PV + almacenamiento estacional. Elaboración Propia.	66
Tabla 31. Comparativa entre modelos. Elaboración propia.	67
Tabla 32. Datos demanda total EV Festivo Verano. Fuente REE. Elaboración Propia.	79
Tabla 33. Datos demanda total EV Laboral Invierno. Fuente REE. Elaboración Propia	80
Tabla 34. Datos demanda total EV Festivo Invierno. Fuente REE. Elaboración Propia	81

---

Tabla 35. Factores de Conversión Cádiz-Ceuta para cada día típico. Orientación Oeste.	83
Tabla 36. Factores de Conversión Cádiz-Ceuta para cada día típico. Orientación Este.	84
Tabla 37. Factores de Conversión Cádiz-Ceuta para cada día típico. Orientación Norte.	85
Tabla 38. Generación horaria en Wh / kWp para cada día típico del mes. Orientación Oeste.	86
Tabla 39. Generación horaria en Wh / kWp para cada día típico del mes. Orientación Este.	87
Tabla 40. Generación horaria en Wh / kWp para cada día típico del mes. Orientación Norte.	88

# ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Evolución temporal del precio del gas natural (USD/MMBtu). Fuente: tradingeconomics [3]	1
Ilustración 2. Evolución temporal del precio del crudo de petróleo (USD/Bbl). Fuente: tradingeconomics [3]	1
Ilustración 3. Evolución diaria del precio de la luz en el mercado mayorista español. Fuente: OMIE [6]	2
Ilustración 4. Estadística España World Energy Trilemma Index 2021. [7]	2
Ilustración 5. Evolución temporal coste almacenamiento baterías (\$/kWh). Fuente Bloomberg NEF. [4]	3
Ilustración 6. Evolución temporal LCOE PV (\$/MWh).	3
Ilustración 7. Generación Energética por tecnologías Ceuta 2020. Fuente REE. Elaboración propia.	6
Ilustración 8. Evolución de la Demanda Mensual de Ceuta (MWh). 2020. Fuente REE. Elaboración Propia.	7
Ilustración 9. Evolución de la Demanda Anual de Ceuta (2012-2020). Fuente REE. Elaboración propia.	7
Ilustración 10. Emisión Mensual de CO2 debida a la Generación 2020. (tCO2 eq). Fuente REE. Elaboración Propia	8
Ilustración 11. Evolución del precio de los derechos de emisión de CO2. Fuente: Agencia Europea del Medio Ambiente. elEconomista.es	9
Ilustración 12. Coste medio interanual de la generación en Ceuta vs Coste medio peninsular. Fuente: REE. Elaboración propia.	10
Ilustración 13 Interfaz Modulos - Parámetros PVGIS	13
Ilustración 14. Datos Horarios de Radiación PVGIS	14
Ilustración 15. Esquema de instalación genérica. Fuente: [46]	15
Ilustración 16. Mapa Ceuta Iberpix Instituto Geográfico Nacional. Elaboración propia.	16
Ilustración 17. Muestra 2 Parcelas Ceuta	16
Ilustración 18. Muestra 1 Parcelas Ceuta	16
Ilustración 19. Usos del Suelo. Fuente: Plan General de Ordenación Urbanística de Ceuta 2016 [43]	17
Ilustración 20. Muestra Zona Industrial / Portuaria	18
Ilustración 21. Muestra Zona Industrial	18
Ilustración 22. Muestra Zona Monumental / Institucional.	18
Ilustración 23. Muestra 1 Comparativa Imagen Satelital – Orientación Tejados.	18
Ilustración 24. Muestra 2 Comparativa Imagen Satelital – Orientación Tejados.	19
Ilustración 25. Muestra 2 Factor de Corrección. Área Total vs Área Ocupada.	19
Ilustración 26. Muestra 3 Factor de Corrección. Área Total vs Área Ocupada.	20
Ilustración 27. Superficie edificios públicos y residenciales. Elaboración propia.	24
Ilustración 28. Superficie industrial y área portuaria. Elaboración propia.	24
Ilustración 29. Superficie Monumentos / Instituciones Públicas. Elaboración propia.	25

---

Ilustración 30. Superficie zonas verdes. Elaboración propia.	25
Ilustración 31. Localización tejados planos (izquierda) y tejados con algún tipo de orientación (derecha).	26
Ilustración 32. Interpolación Orientación Sur (Intervalo horario 12:00 - 13:00 h) de la energía eléctrica disponible por kWp. Elaboración propia.	31
Ilustración 33. Generación anual de placa fotovoltaica por orientación. Elaboración Propia.	31
Ilustración 34. Elevación anual del sol. Medidas vs Interpolación. Elaboración propia.	32
Ilustración 35. Energía generada en función de la distancia de separación en superficie 10x10 m2.	33
Ilustración 36. Interfaz Simulador de recarga de vehículo eléctrico.	37
Ilustración 37. Evolución Demanda mensual. Elaboración Propia. Fuente REE.	38
Ilustración 38. Demanda horaria Promedio 2020 Ceuta. Elaboración Propia. Fuente REE.	39
Ilustración 39. Impacto de la demanda de vehículos eléctricos en la curva de demanda actual. Laborable Verano. Fuente: REE. Elaboración propia	42
Ilustración 40. Distribución horaria de la demanda EV en Ceuta. Laborable invierno. Elaboración Propia.	44
Ilustración 41. Demanda total EV vs demanda actual.15 de enero. Laborable Invierno. Elaboración propia.	45
Ilustración 42. Clasificación de sistemas de almacenamiento energético en función de capacidad y duración de descarga.	50
Ilustración 43. Instalación a nivel de sistema de almacenamiento de hidrógeno.	51
Ilustración 44. Curvas de balance energético. Ceuta. Elaboración propia.	54
Ilustración 45. Dimensionamiento energético anual.	55
Ilustración 46. Coste total anual y ahorro. Elaboración Propia.	70
Ilustración 47. Demanda total EV vs demanda actual. 4 de abril. Festivo Invierno. Elaboración propia.	89
Ilustración 48. Demanda total EV vs demanda actual.30 de junio. Laboral Verano. Elaboración propia.	89
Ilustración 49. Demanda total EV vs demanda actual.12 de sep. Festivo Verano. Elaboración propia.	90

# 1 INTRODUCCIÓN

Las necesidades energéticas aumentan día a día en aquellas áreas del mundo donde las líneas de distribución eléctrica no están disponibles. Estas regiones aisladas a menudo tienen características geográficas y de infraestructura que contribuyen potencialmente a la debilidad y carencia de robustez de los sistemas de generación energética, marcados por una fuerte dependencia de combustibles fósiles, ya que, tradicionalmente se ha hecho uso de generadores diésel accionados por motor para suministrar energía.

Actualmente, estos modelos presentan un alto coste de ejecución, operación y mantenimiento, además del gran impacto ambiental, contaminación y ruido, llegando a ser el coste de la producción de electricidad en las islas hasta diez veces mayor que en el continente [1], agravando el efecto invernadero originado por los grandes niveles de contaminación y dióxido de carbono, así como obstaculizando el descenso de la pobreza energética.

En este contexto, se enmarca la necesidad de hacer frente al llamado trilema energético con el objetivo de asegurar un suministro de energía competitivo y robusto, que sea capaz de garantizar la cobertura de la demanda actual y futura, así como resistir posibles shock y fluctuaciones en la demanda, minimizando posibles perturbaciones en la actividad económica y en la demanda del consumidor, proporcionando a su vez el acceso asequible, universal y abundante a energía para uso doméstico y comercial, promoviendo también la protección ambiental desde el punto de vista de la eficiencia en la generación y transmisión, evitando y mitigando la degradación del medio ambiente y el impacto climático. [2]

El sector energético mundial se enfrenta por lo tanto a un cambio sin precedentes a medida que los países se esfuerzan por descarbonizarse. Las políticas y regulaciones energéticas deben permitir la penetración de nuevas tecnologías y modelos de negocio para así dar forma a una transición energética más inclusiva que permita avanzar con éxito en la descarbonización, la descentralización y la digitalización de los nuevos modelos energéticos.

El problema en estas regiones se ve acrecentado por la situación geopolítica actual y la inestabilidad de los mercados energéticos debido al encarecimiento de los combustibles, que insta a los países a reducir la dependencia energética exterior. En la siguiente ilustración se muestra la evolución del precio del gas natural y del crudo de petróleo en los últimos años, apreciándose un incremento considerable:

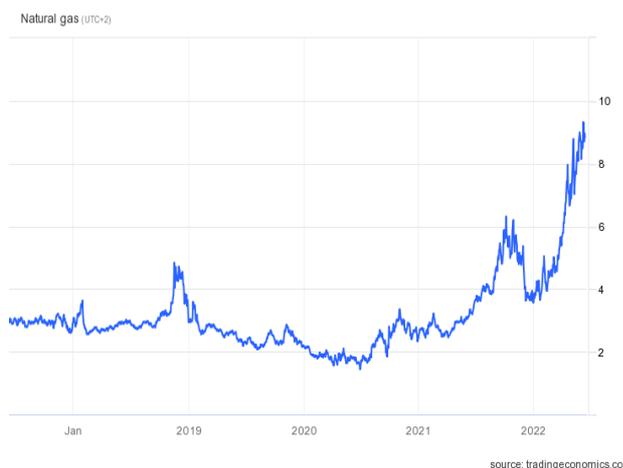


Ilustración 1. Evolución temporal del precio del gas natural (USD/MMBtu). Fuente: tradingeconomics [3]

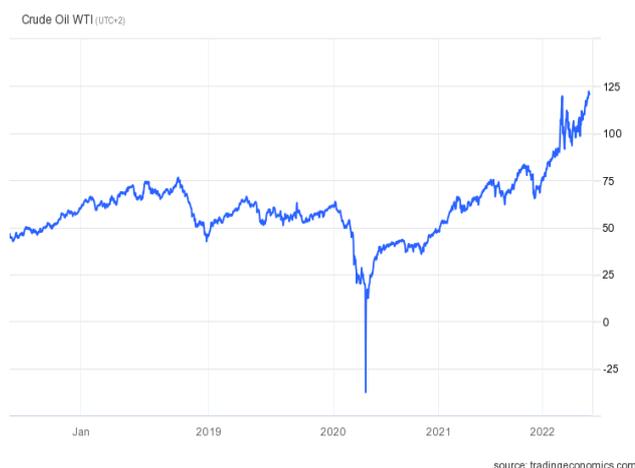


Ilustración 2. Evolución temporal del precio del crudo de petróleo (USD/Bbl). Fuente: tradingeconomics [3]

Así mismo, es de vital importancia profundizar e investigar en este tipo de modelos para alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) marcado por las Naciones Unidas. Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos, es uno de los objetivos marcados en la Agenda 2030. El acceso a la electricidad ha comenzado a acelerarse y es esencial asegurar la mejora de la eficiencia energética y la inclusión, cada vez mayor, de energías renovables, pretendiendo de cara a 2030, aumentar considerablemente la proporción de este tipo de energías en el conjunto de fuentes energéticas, enmarcándose este objetivo dentro del trilema

anteriormente mencionado.

En el caso español, esta necesidad se acrecienta debido a la tendencia alcista de los mercados eléctricos en el último año, mostrándose en la siguiente gráfica, como el precio de la luz se ha incrementado desde los 42.51 €/MWh a comienzos del año 2021 hasta los 210 €/MWh de media en el primer trimestre de 2022. Este incremento, supone un obstáculo de cara a disminuir los valores de pobreza energética en nuestro país:

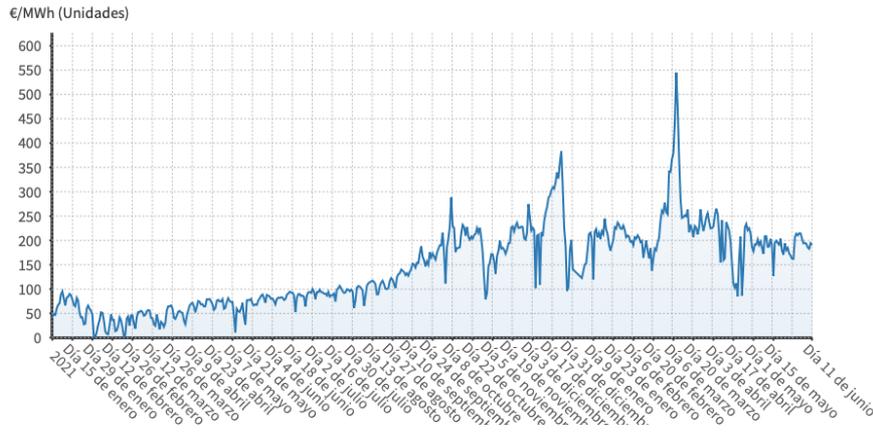


Ilustración 3. Evolución diaria del precio de la luz en el mercado mayorista español. Fuente: OMIE [6]

Por otra parte, el objetivo 13 de desarrollo sostenible, pretende, según lo establecido en Acuerdo de París, aprobado en 2015, reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, manteniendo el aumento global de la temperatura durante este siglo muy por debajo de 2 grados celsius con respecto a los niveles preindustriales, aspirando a reforzar la capacidad de los países para lidiar con los efectos del cambio climático [3], siendo para ello esencial fomentar e impulsar modelos de generación basados en el uso de fuentes energéticas renovables.

En este sentido, surge el llamado World Energy Trilemma Index que permite evaluar el desempeño de las políticas energéticas pasadas y pretende ayudar a explorar qué políticas funcionan mejor en qué contextos y por qué, fundamentándose en los tres pilares mencionados anteriormente, seguridad energética, equidad energética y sostenibilidad medioambiental.

De acuerdo al reporte World Energy Trilemma Index del año 2021, España se sitúa en el puesto 10 del ranking mundial con una puntuación de 76.9 en una escala de 100, siendo representativo el hecho de que existe un potencial de mejora importante en los ámbitos de seguridad y sostenibilidad medioambiental energética, lo que pone el foco aún más en las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla, así como en el caso de las regiones insulares Canarias y Baleares, donde la generación a partir del uso de combustibles fósiles supone un claro obstáculo de cara a la resolución de los retos que aquí se plantean:

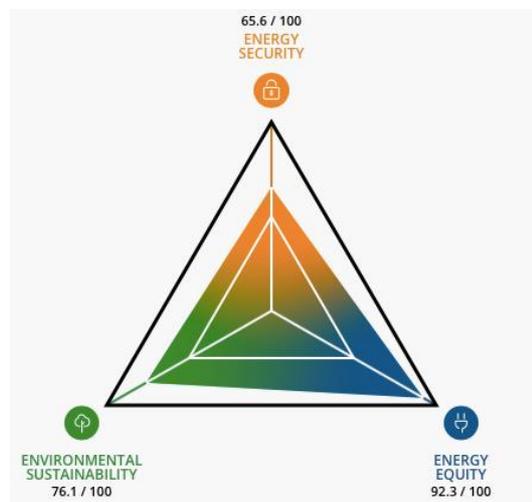


Ilustración 4. Estadística España World Energy Trilemma Index 2021. [7]

Surge de este modo, la necesidad de avanzar hacia el desarrollo y el diseño de un sistema energético libre de emisiones, seguro y a un coste asumible, siendo la transición hacia un abastecimiento energético más sostenible, mediante el uso de tecnologías innovadoras, un motor crucial para el crecimiento económico.

El análisis de viabilidad técnica, económica y medioambiental de modelo de ciudad autoabastecida que se expone en el presente trabajo, pretende abarcar los retos mencionados, basándose en el modelo planteado por [4] a partir de la instalación de placas fotovoltaicas en el tejado de los edificios y en la superficie urbana disponible para ello. Esta propuesta está motivada por la reducción del coste de elementos de generación fotovoltaica, así como del almacenamiento energético mediante el uso de baterías. En las siguientes ilustraciones se muestra la evolución del coste de ambas tecnologías:



Ilustración 5. Evolución temporal coste almacenamiento baterías (\$/kWh). Fuente Bloomberg NEF. [4]

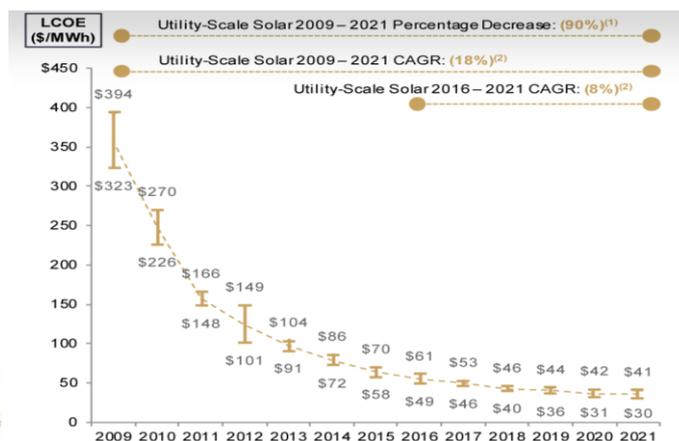


Ilustración 6. Evolución temporal LCOE PV (\$/MWh).

En el caso que aplica, este análisis pretende determinar si es viable un modelo energético renovable autoabastecido en la ciudad de Ceuta, una región insular cuyo sistema energético se fundamenta en la generación a partir combustibles fósiles y donde la reducida superficie territorial supone un obstáculo de cara a una potencial transición hacia energías renovables, pudiendo ser un ejemplo para otras regiones insulares, como pudiera ser el caso de las islas canarias o baleares. Por otra parte, otra de las contribuciones clave del presente análisis es considerar la implantación en las ciudades del e-Mobility o vehículo eléctrico, a partir de la evaluación del impacto en la demanda, esencial en la futura descarbonización de las ciudades, basándose en la propuesta planteada por [5], contemplando así las previsiones de cara al año 2035, que estiman que prácticamente más del 80 % de la flota de vehículos de las ciudades serán híbridos o eléctricos [6].



## 2 ESTADO DEL ARTE

En la actualidad, el suministro eléctrico representa un problema real en islas y regiones aisladas. La mayoría de estos sistemas energéticos se basan en la importación de combustibles fósiles cuyo precio puede ser, en determinadas ocasiones, en torno a 3-4 veces mayor que en territorio continental [7]. Según las estimaciones, el precio de este tipo de combustibles ha incrementado según una tasa de crecimiento anual del 5 % en las dos últimas décadas, y seguirá creciendo anualmente a una tasa del 3 % en los próximos 20 años [8]. Por otra parte, la emisión de gases de efecto invernadero es uno de los principales causantes del calentamiento global, las emisiones de CO<sub>2</sub> son el principal contribuyente, y la utilización de combustibles fósiles representa el 90 % de estas emisiones [9], además de los posibles cortes eléctricos que pueden generarse en la red [10] repercutiendo directamente en la calidad del suministro. En este escenario, las fuentes de energías renovables representan una alternativa sostenible, pudiendo llegar a ser más viable económicamente que las tecnologías basadas en combustible fósil, como confirma la Comisión Europea y la Conferencia de Naciones Unidas [11]. Además, la bajada del coste de la tecnología solar y eólica durante los últimos años, ligada a la reducción del coste de baterías y el auge de nuevas tecnologías de almacenamiento, hacen de esta opción algo muy atractivo para que viviendas y comunidades desconectadas de la red puedan producir y consumir su propia electricidad [12]. Cabe destacar que el presente estado del arte pretende analizar la situación actual de los distintos *Key Performance Indicators*, identificados por [13] de carácter técnico, económico, medioambiental, social, y legal para el correcto desarrollo de cualquier proyecto energético en regiones aisladas dentro del proyecto SMILE (Smart Islands Energy System), que se enmarca a su vez dentro del programa Horizons 2020 de la Comisión Europea.

### 2.1 Modelos Renovables Aislados Existentes

Existen regiones aisladas de la red cuyo modelo de generación energética puede ser tomada como referencia para el desarrollo y el estudio de nuevos modelos. [14] presenta el modelo energético de la isla de El Hierro, basado en una combinación híbrida eólico-diésel en el que la demanda es cubierta por aerogeneradores y el excedente energético es almacenado en centrales de bombeo hidráulicas, mientras que el generador diésel solo actúa en caso de que ninguna de las dos fuentes anteriores esté disponible, alcanzándose aproximadamente el 75 % de generación renovable anual. [15] recoge el modelo de generación aislado de la isla de Tilos enmarcado en el programa *Horizon 2020* de la Unión Europea, en el que se combina un sistema PV-Eólico-Baterías (Sodio-Níquel)-Diésel y en el que emerge el concepto de *Smart-grid*, resaltando la necesidad de una central de control que monitorice el balance energético mediante el uso de *smart-meters* para almacenar datos de la demanda en tiempo real, con objeto de mejorar la predicción y la optimización del funcionamiento de la red a través del uso de técnicas de Machine Learning.

Por otra parte, [16] analiza el modelo de topología *micro-grid* de la isla asiática de Dong'ao, compuesta por distintos núcleos urbanos en la que varios módulos energéticos PV- Baterías (Plomo-Ácido)-Diésel se conectan a la red. La combinación de paneles y baterías está diseñada en función de la demanda, resaltando la necesidad de definir flujos bidireccionales de energía para garantizar un ciclo de vida óptimo de las baterías de almacenamiento mediante un adecuado control del estado de carga (*SOC*).

Autores	Año	Fuente	Modelo Energético	Conclusión
R.Godina et al.	2015	Renewable Energy and Power Quality Journal (RE&PQJ)	Eólico-Central de Bombeo Hidroeléctrica - Diesel	Necesidad de generador diésel como back-up para garantizar que se satisface la demanda cuando no es posible por medios renovables.
Kaldellis, J.K et al.	2020	Renewable Energy	PV-Eólico-Baterías- Diesel	Necesidad de centro de control que monitorice balance energético. Se reducen las emisiones de CO <sub>2</sub> así como el precio del kWh.
Jiyuan Zhang et al.	2017	Procedia Journal (ICAE 2016)	PV-Eólico-Baterías- Diesel	Necesidad de flujos bidireccionales en la red para garantizar que ciclo de baterías óptimo.

Tabla 1. Revisión Bibliográfica de Modelos Renovables Aislados Existentes

## 2.2 Propuesta y Análisis de modelos renovables aislados y conectados a red.

Muchos estudios se han centrado en plantear sistemas energéticos a pequeña escala desconectados de la red, basados en fuentes de generación distribuidas y sistemas de almacenamiento. Existen otros estudios que plantean distintas propuestas que sirvan para alcanzar un sistema energético renovable 100%, desarrollando modelos transitorios que sean compatibles con el sistema final, mientras la tecnología de generación y almacenamiento continúa desarrollándose hasta que su coste sea lo suficientemente competitivo [17].

### 2.2.1 Modelos renovables aislados de la red

En referencia a las propuestas para modelos aislados, [18] plantea un algoritmo de gestión y control para el funcionamiento de la micro-red en el que tanto sistema PV, baterías de almacenamiento y generador diésel interactúan en base a restricciones técnicas. Plantea un enfoque económico y medioambiental en base a un criterio de solución óptima considerando LCOE y CFOE, alcanzando una reducción del 8 % y del 28 % de ambos valores respectivamente en el caso del mejor escenario. Por otra parte, [19] propone un método iterativo basado en simulaciones probabilísticas (Método de Montecarlo) para encontrar la solución óptima del dimensionamiento de DER y BESS, así como determinar los periodos de funcionamiento de cada uno de los elementos generadores. Considera las perspectivas de crecimiento de la demanda, ciclos de carga y descarga de las baterías, así como la propia degradación de las mismas, aunque solo plantea un enfoque económico. En relación a este tipo de métodos, otros como [20] plantean algoritmos metaheurísticos PSO (Particle Swarm Optimization) para encontrar la solución óptima al dimensionamiento tanto de la generación como del almacenamiento.

En contraposición a artículos previos, en los que mayoritariamente se plantea un enfoque económico, [21] propone un enfoque medioambiental, tomando como objetivo la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Propone un modelo híbrido Eólico-Baterías-Diésel como modelo alternativo al uso exclusivo de generador. Desarrolla un algoritmo probabilístico para elegir la mejor opción en cuanto a cantidad de generadores eólicos y baterías, consiguiendo reducciones del orden del 20% en cuanto a emisiones de CO<sub>2</sub>. Al igual que otros trabajos homólogos, hace especial hincapié en controlar los procesos de carga y descarga para aumentar el ciclo de vida de las baterías.

Debido a su naturaleza intermitente y las fluctuaciones del propio recurso energético, algunas energías renovables ofrecen escasas garantías de capacidad frente a las energías más tradicionales [22]. Aún no existe una solución universal a la necesidad de almacenar el excedente energético, especialmente en regiones aisladas de la red [23], donde la viabilidad económica depende fuertemente de varios parámetros, incluyendo el coste de la capacidad de almacenamiento, ciclos de carga y descarga, y tiempo de vida estimado del sistema [24]. Por otra parte, almacenar el excedente solar y eólico surge como una alternativa en regiones aisladas, en las que el almacenamiento de energía resuelve el temporal desajuste al almacenar el exceso de salida fotovoltaica en baterías para su consumo posterior [25].

En este sentido, son muchos los artículos que estudian la viabilidad de este tipo de almacenamiento. [26] hace un estudio tecno-económico del potencial de utilizar baterías de ión-litio en detrimento de las baterías de plomo-ácido, considerando los distintos tipos de baterías Li-ion en base a su cátodo. Desarrolla un modelo aislado fotovoltaico haciendo uso del software *HOMER*, llegando a la conclusión de que las primeras representan un potencial sustituto de las baterías de plomo-ácido en términos de coste, células de voltaje, ciclo de vida, eficiencia, rango del SOC y seguridad.

Otros como [27] y [28] hacen un estudio de viabilidad económica del sistema de almacenamiento diario basado en baterías para autoconsumo en las Islas Madeira, enmarcándose dentro de Proyecto SMILE para el Programa Horizon 2020 de la Unión Europea, condicionado por las restricciones impuestas por la legislación portuguesa para verter electricidad a la red. Hacen uso de algoritmos Greedy y del Software SimSES (Software for techno-economic simulation of stationary energy storage – Technical University of Munich) respectivamente para la obtención de resultados. Ambos convergen en la idea de que aún no es posible amortizar la inversión durante el ciclo de vida de las baterías debido al coste, aún elevado, de este tipo de almacenamiento.

Autores	Año	Fuente	Propuesta Energética	Metodología	Hallazgo
Bartolini et al.	2015	Energy Conversion and Management	PV- Baterías- Diésel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calculo producción horaria PV vs Demanda</li> <li>• Algoritmo de gestión y control</li> <li>• Estimación horaria del SOC.</li> <li>• Generador carga baterías cuando estas se encuentren bajo el nivel mínimo (DOD).</li> </ul>	Reducción 8% LCOE (0.228 €/kWh) y 28% CFOE (0.374 kg CO <sub>2</sub> /kWh) frente a uso exclusivo del generador diésel.
Zhang et al.	2018	IET Journal	Eólico-PV- Diésel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Método iterativo (Simulaciones de Montecarlo) para encontrar la solución óptima de DER y BESS considerando previsión del crecimiento de la demanda a largo plazo.</li> </ul>	Solución más económica que el uso exclusivo del generador en áreas remotas.
Suryoatmojo et al.	2009	IEEJ (Institute of Energy Economics Japan)	Eólico- Diesel- Baterías	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Algoritmo propio</li> </ul>	Posibilidad de reducir las emisiones de CO <sub>2</sub> hasta un 20%.
Pereira et al.	2020	Applied Sciences	PV- Baterías	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SimSES (Simulación de sistemas estacionarios de almacenamiento de energía) mediante el que simula y evalua de sistemas estacionarios de almacenamiento, considerando baterías de ion litio.</li> </ul>	Imposible amortizar la inversión durante el ciclo de vida de las baterías para autoconsumo para el caso específico de la isla de Madeira
Jaiswal	2017	Renewable and Sustainable Energy Reviews	PV- Baterías	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de software de simulación HOMER, utilizando como input las características técnicas de paneles FV y distintas baterías.</li> </ul>	Li-ion preferible a baterías de plomo-ácido. Mejora en términos de coste, células de voltaje, ciclo de vida, eficiencia, rango del SOC y seguridad.

Tabla 2. Revisión Bibliográfica de Modelos Renovables Aislados Propuestos

### 2.2.1 Modelos renovables conectados a la red

Por otra parte, existen artículos que, aunque consideran un modelo energético renovable conectado a la red, tienen especial relevancia para el desarrollo sistemas off-grid alternativos, y que pueden suponer una alternativa para aquellas regiones que disponen de escaso espacio urbano [29]. [4] y [30] proponen un modelo de ciudad autoabastecido mediante instalaciones fotovoltaicas integradas en los tejados de edificios y en regiones urbanas, evaluando de este modo el potencial de aplicar esta metodología en el territorio español y realizando un análisis más profundo de la ciudad de Sevilla como posible modelo de ciudad autoabastecida. Considerando exclusivamente el modelo, que es el objeto de estudio de este apartado, se llega a la conclusión de que es posible garantizar en torno al 50 % de la demanda en caso de no considerar almacenamiento, analizando esta última variable en el siguiente apartado.

En este sentido, [30] propone un sistema de baterías de Li-ion para satisfacer la demanda energética anual del territorio nacional español, a partir de un modelo de autoabastecimiento fotovoltaico integrado en tejados y regiones urbanas. Para ello, considera los escenarios de almacenamiento diario y estacional, existiendo una relación no lineal entre la cobertura de la demanda y la capacidad de almacenamiento. Mediante el primer escenario, es posible satisfacer el 87,5 % de la demanda total, a un precio que puede ser considerado del orden de magnitud del mercado europeo. Sin embargo, llega a la conclusión de que no es viable alcanzar un escenario 100 % renovable debido al excesivo coste que supone el almacenamiento estacional con la actual tecnología.

Dentro de los sistemas estacionarios dedicados al almacenamiento de energía eléctrica, los sistemas hidráulicos de bombeo suponen cerca del 100% del total, debido a lo madura que es su tecnología y al propio desarrollo de la energía hidráulica en el planeta, aunque las dificultades para encontrar nuevos emplazamientos, especialmente en regiones aisladas dificulta su utilización [31].

De acuerdo a [32] las tecnologías basadas en hidrógeno se adaptan mejor a las aplicaciones de almacenamiento de electricidad a gran escala en la escala de megavatios, que cubren los tiempos de almacenamiento estacionales. [33] presenta las ventajas del almacenamiento de hidrógeno frente a las baterías para aplicaciones off-grid, en base a seguridad, fiabilidad, pérdidas de capacidad en periodos de tiempo prolongados y eficiencia, llegando a la conclusión de que esta tecnología de almacenamiento aún no es madura debido a los altos niveles de complejidad técnica y su elevado precio. Destaca la necesidad de disponer de espacio suficiente para almacenar el volumen de H<sub>2</sub> que se requiere en este tipo de instalaciones proponiendo el almacenamiento de hidrógeno en compuestos intermetálicos (metal-hydride) como potencial solución a este problema en un futuro próximo.

Autores	Año	Fuente	Propuesta Energética	Metodología	Hallazgo
Gómez-Expósito, Arcos-Vargas, Gutierrez-García	2020	Renewable and Sustainable Energy Reviews	PV- Baterías	<ul style="list-style-type: none"> <li>Determinación de demanda horaria del municipio.</li> <li>Determinación de generación PV horaria del municipio.</li> </ul>	Posibilidad de garantizar al menos el 50 % de generación renovable anual sin considerar almacenamiento.
Arcos Vargas, Gómez Expósito, Gutierrez Garcia.	2018	Sustainable Cities and Society	PV- Baterías-Planta de Tratamiento de Aguas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Balance energético horario y dimensionamiento de almacenamiento (Diario y Estacional).</li> <li>Análisis Económico múltiples escenarios</li> </ul>	Capacidad para satisfacer el 87,5 % de la demanda total con almacenamiento diario, siendo inviable garantizar el 100 % renovable.
Cavaleiro et Pereia	2019	IEEE	PV - Baterías	<ul style="list-style-type: none"> <li>Uso de software SimSmile para la simulación, utilizando como input los datos de demanda y producción.</li> </ul>	Es necesario estudiar otras formas de almacenamiento. Evaluar nuevos criterios de optimización e investigando nuevas formas de almacenamiento, especialmente para periodos estacionales.
Gray et al.	2011	International Journal of Hydrogen Energy	PV- Hidrógeno (Electrolizador PEM)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Algoritmo propio.</li> </ul>	Tecnología de almacenamiento aún no madura debido a los altos niveles de complejidad técnica y su elevado precio. Potencial uso estacional

Tabla 3. Revisión Bibliográfica de Modelos de Almacenamiento de Energía

## 2.3 Conclusión

Con costes decrecientes y el aumento del rendimiento de instalaciones hidroeléctricas, energía solar fotovoltaica (PV) y turbinas eólicas, así como las mejoras tecnológicas en sistemas de almacenamiento y control de electricidad en regiones off-grid, los sistemas renovables podrían convertirse en un importante mercado en crecimiento para el futuro despliegue y penetración de energías renovables en regiones aisladas o desconectadas de la red [12]. Análogamente al término existente Zero Energy Building, que se define como aquel edificio en el que su balance de energía a lo largo de un año es cero, se introduce un nuevo término, “Zero Energy Island”, para designar el mismo concepto para islas [34]. Se hará referencia también al concepto “prosumer”, que se define como el usuario que además de consumir energía, por generación propia, puede realimentar a la red constituyendo así una condición de fiabilidad y robustez a la disponibilidad energética de forma continua [35].

En base a estos conceptos, y a las distintas investigaciones mencionadas en el presente estado del arte, tiene sentido desarrollar un modelo alternativo renovable para regiones desconectadas de la red, evaluando distintos escenarios, con el objetivo de reducir el coste que implica la dependencia de importar combustibles fósiles y reducir las emisiones de gases invernadero que conlleva la generación de este tipo, contribuyendo así a garantizar los objetivos del PNIEC (Plan Nacional Integrado de la Energía 2021-2030) [31] reduciendo estas emisiones un 23 % en el año 2030 con respecto a 1990 o, en un escenario más ambicioso, alcanzar una reducción del 55 % para el mismo periodo de acuerdo al Pacto Verde de la Comisión Europea de 2020.



## 3 ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN CEUTA

### 3.1 Contexto Histórico, Económico y Social

Ceuta es una ciudad autónoma española, situada en la península Tingitana, en la orilla africana del estrecho de Gibraltar. De acuerdo a los datos de Eurostat, su población asciende a 83.502 habitantes en 2020 y abarca una superficie de 18,5 km<sup>2</sup>. Gracias a su situación estratégica, Ceuta tiene un papel muy importante en el estrecho, especialmente en el comercio marítimo, así como en las comunicaciones entre el mar Mediterráneo y el océano Atlántico. En este sentido, ostenta el estatus de puerto franco, presentando una serie de ventajas fiscales que favorecen el comercio.

Dentro del marco preautonómico, las ciudades insulares de Ceuta y Melilla, ambas situadas en territorio africano, pertenecieron a las provincias de Cádiz y Málaga respectivamente. Debido a distintas cuestiones de carácter político, en el año 1981 los ayuntamientos de Ceuta y Melilla solicitaron el cumplimiento de la transitoria quinta de la constitución española, por el que podrían constituirse como Comunidades Autónomas, si así lo decidían sus respectivos ayuntamientos mediante el acuerdo adoptado por la mayoría absoluta de sus miembros y así lo autorizaran las Cortes Generales, mediante una Ley Orgánica, en los términos previstos en el artículo 144. Sin embargo, este artículo no llegó a aplicarse nunca, ya que en 1995 se le otorgó un Estatuto de Autonomía (Ley Orgánica 1/95, B.O.E. 14 de marzo de 1995) que constituyó a la ciudad en un ente autonómico no equiparable a una comunidad autónoma y pasó a catalogarse como ciudad autónoma.

El PIB ceutí equivale a 1,766 M euros, lo que la sitúa como la última economía de España (19ª posición). En cuanto al PIB per cápita, indicador de la calidad de vida, en 2019, fue de 20,903 € euros, frente a los 23,690 € de PIB per cápita en España, situándose en el puesto 16 respecto al total de las Comunidades Autónomas. A nivel económico destaca el enorme peso del sector terciario. Apenas existe ni agricultura ni ganadería, por lo que la pesca es la única actividad de importancia en el sector primario. La accidentada orografía y la escasez de agua, energía y materias primas, han impedido un mayor desarrollo de la ciudad. Así mismo, tanto el sector secundario como el de la construcción son muy restringidos debido a la carestía de territorio, a pesar de que este último sector ha conocido un notable desarrollo durante los últimos años.

Durante años, el peso de la actividad militar ha garantizado un volumen de actividad económica importante, que además generaba economías de aglomeración y de oportunidad. Esta situación cambió tras el abandono del modelo de ejército de recluta obligatoria a otro profesional, con menos tropa. Si bien ésta era la parte más visible de la presencia del Estado, no es la única. El estatus político administrativo de la ciudad hace que el peso de los ocupados en la administración y los servicios públicos sea particularmente alto.

### 3.2 Estructura de Generación y Sistema de Abastecimiento Energético.

De acuerdo a [37], la demanda de electricidad ceutí ascendió en 2020 a 199, 198 MWh, un 3,3% menos que la registrada en 2019. Actualmente Ceuta se abastece de energía eléctrica a partir de una central diesel propiedad de Endesa, que cuenta con 10 grupos generadores, con 99MW de potencia instalada repartidos entre Fuel (83MW) y Gas (16MW). La Central Diesel Ceuta constituye el centro productor responsable del suministro eléctrico de la Ciudad Autónoma. Se encuentra ubicada en terrenos de dominio público, mediante varias concesiones administrativas de Autoridad Portuaria de Ceuta, en Muelle Cañonero Dato, s/n.

Históricamente, la central térmica de Ceuta se inauguró en 1980, desde el cierre de la central del Tarajal en 1985. Desde entonces ha sido el único centro de producción de electricidad de la ciudad. En el año 2000, y debido a la reorganización societaria de Endesa, sus instalaciones pasaron a depender formalmente de Endesa Generación, S.A., aunque esto no supuso ningún cambio en la gestión de la central.

En la actualidad, la central está compuesta por 10 grupos generadores, de los cuales los grupos 1 y 2 se pusieron en servicio en 1980, el grupo 6 en 1986, el 7 en 1993, el 8 en 1998, y el 9 en 2001, y el 10 en 2006, el 11 en 2008 y el 12 (turbina de gas) y 13 en 2010. Esta central térmica usa como combustible el Fuelóleo BIA con bajo índice de azufre. Este fuel contiene menos del 1% en azufre, reduciendo así las emisiones de  $\text{SO}_2$  y  $\text{SO}_3$ . El grupo 12 (turbina de gas) utiliza gas natural. El funcionamiento de la central térmica de Ceuta tiene una serie de elementos comunes con el resto de centrales térmicas: alternador, turbina, condensador y torre de refrigeración. En este sentido, la ciudad Autónoma de Ceuta no cuenta con red de transporte, toda la red es de distribución, propiedad de la distribuidora Alumbrado Público de Ceuta.

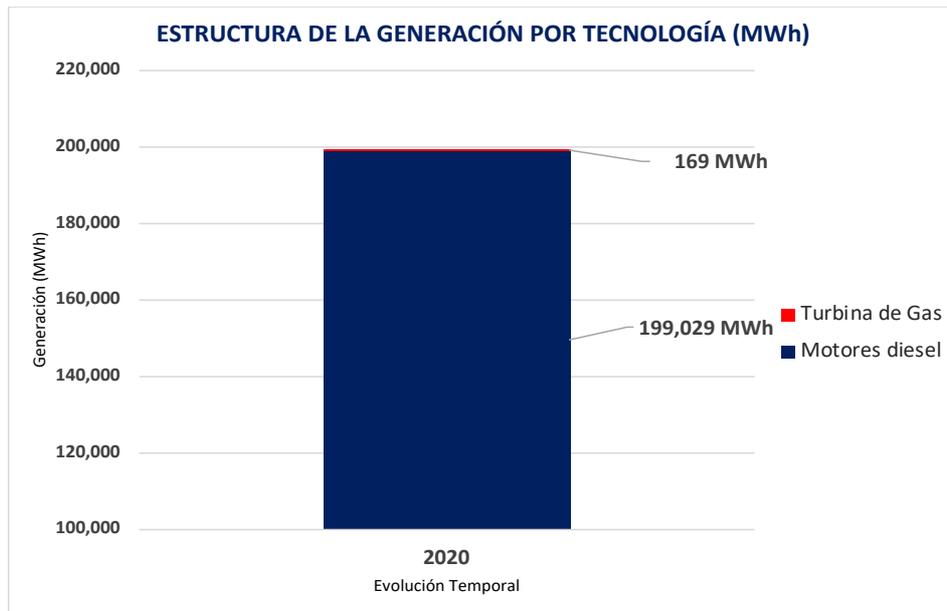


Ilustración 7. Generación Energética por tecnologías Ceuta 2020. Fuente REE. Elaboración propia.

La red de distribución eléctrica de Ceuta se caracteriza por:

- Las tensiones nominales son la red de media tensión de 15.000 V (se tiene previsto el paso a 20.000 V) y la red de baja tensión de 400 V.
- Red de media tensión con neutro aislado. Red de baja tensión de esquema TT.
- Aislamiento mínimo de aparataje de media tensión: 24 kV.
- Potencia mínima de cortocircuito en la red de media tensión: 400 MVA.

El aislamiento de Ceuta del sistema eléctrico peninsular de su territorio es la principal causa de que el sistema eléctrico ceutí sea el que cuente con mayor nivel de emisiones contaminantes, además de la dependencia implícita de combustibles fósiles. En este sentido, el proyecto de interconexión eléctrica con la Península, incluido en la planificación energética vigente de 2015-2020, tiene la intención de incrementar la seguridad de suministro al contar con el soporte del sistema eléctrico peninsular mediante la interconexión de 2x50 MW, cuya puesta en funcionamiento está prevista en los próximos años.

El cómputo total de la demanda eléctrica en Ceuta de acuerdo a los datos proporcionados por Red Eléctrica Española, en 2020, fue de 199,198MWh. de los cuáles, 199,029 MWh fueron generados por los motores Diesel y 169 MWh por turbina de gas. La evolución mensual se muestra en la Ilustración 2, donde la demanda máxima se alcanza en el mes de agosto (18,097 MWh) y la mínima en el mes de abril (15,531 MWh). En este sentido, la energía generada en el año 2020 fue íntegramente de origen fósil, concretamente de fuel y gas.

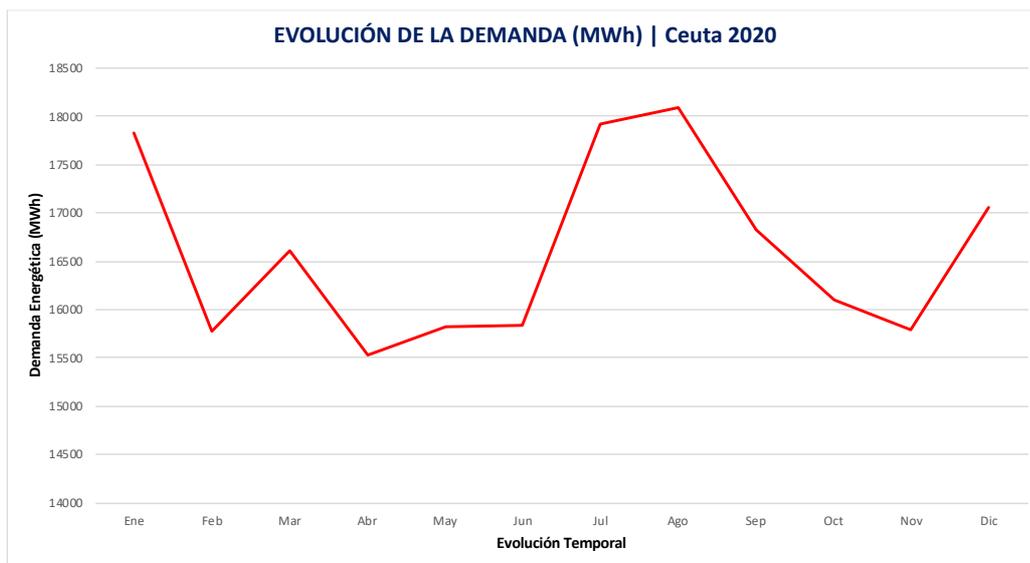


Ilustración 8. Evolución de la Demanda Mensual de Ceuta (MWh). 2020. Fuente REE. Elaboración Propia.

En la siguiente ilustración se muestra la evolución de la demanda eléctrica en Ceuta durante los últimos 8 años de acuerdo a REE. Se puede observar, en términos generales, que la demanda ha descendido un 6.1 % en 2020 con respecto al año 2012, aunque dicho descenso no se ha efectuado de forma constante, se muestra como la tendencia en los últimos años ha sido decreciente.

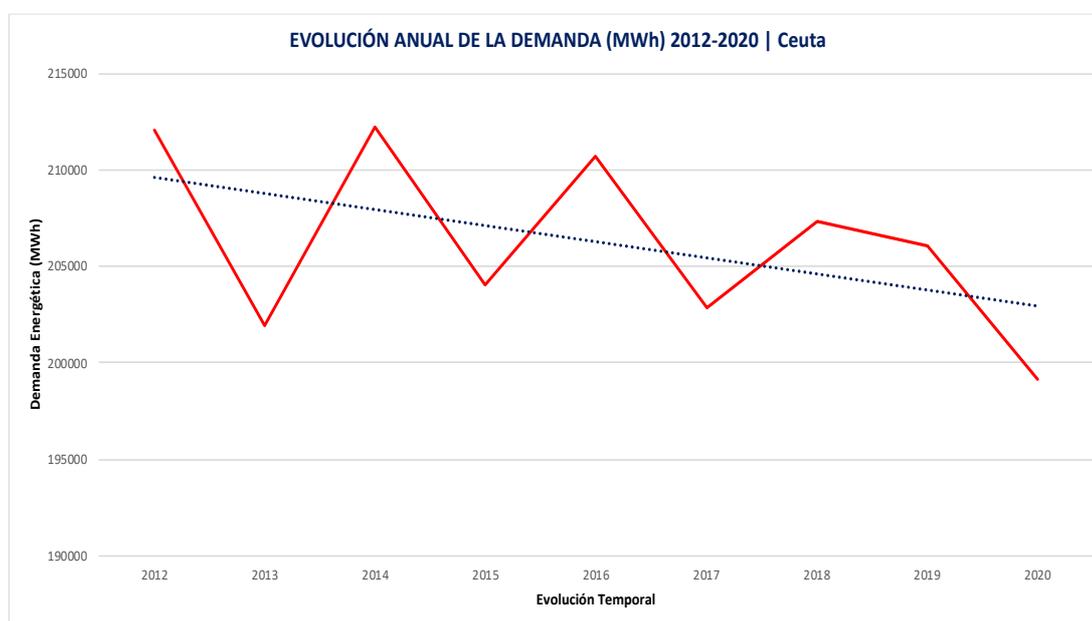


Ilustración 9. Evolución de la Demanda Anual de Ceuta (2012-2020). Fuente REE. Elaboración propia.

### 3.3 Análisis de Emisiones

La generación renovable, por lo tanto, es inexistente en la ciudad de Ceuta, dependiendo exclusivamente de combustibles fósiles. De acuerdo a [38], la generación de emisiones de gas invernadero en 2019 fue de 394 kton. eq CO<sub>2</sub>. Ese mismo año, de acuerdo a los registros de REE [39], la generación eléctrica supuso la emisión de 164.83 kton. eq de CO<sub>2</sub>, o lo que es lo mismo, el 35 % de las emisiones de la ciudad, esto sin considerar las generadas por el transporte.

Según REE, el factor de emisión de la generación corresponde a 0.7 tCO<sub>2</sub> eq./MWh. Este valor se mantiene constante en el tiempo debido a que el 100% de la producción eléctrica corresponde a los generadores diésel y depende exclusivamente de la tecnología.

En la siguiente ilustración se muestra una comparativa entre el factor de emisión mensual de la ciudad de Ceuta, y la media peninsular expresado en tCO<sub>2</sub> eq./MWh, de acuerdo a REE. Se puede observar claramente como este indicador es del orden de 4.5 veces mayor en Ceuta que en la península durante el año 2020, con un valor medio anual de 0.12 tCO<sub>2</sub> eq./MWh, considerando todas las tecnologías de generación.

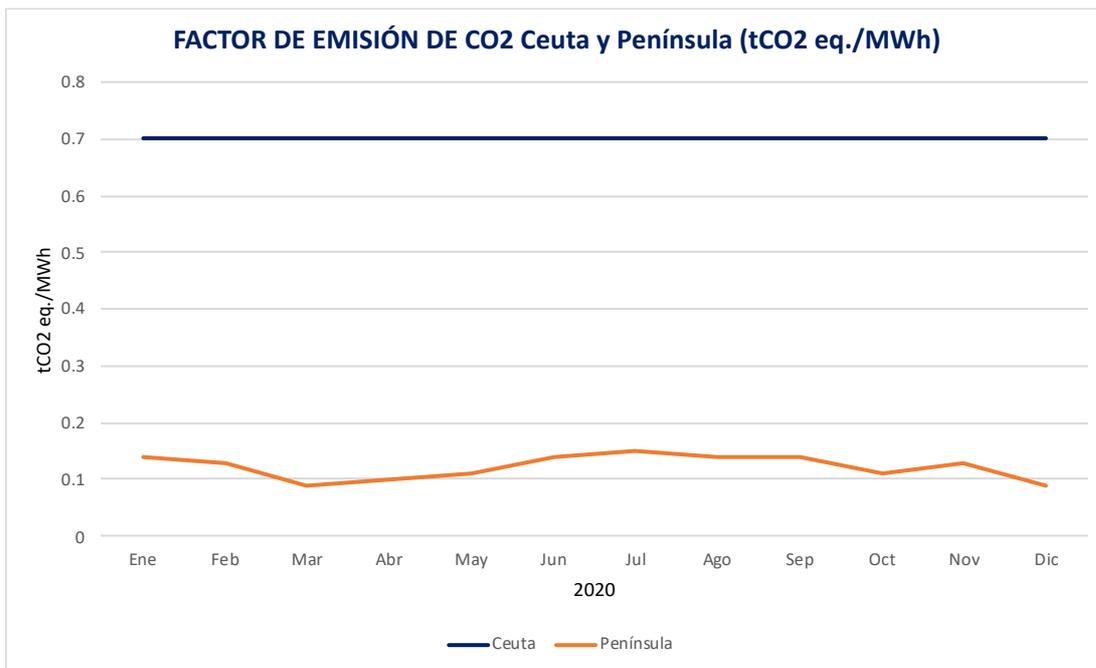


Ilustración 10. Emisión Mensual de CO<sub>2</sub> debida a la Generación 2020. (tCO<sub>2</sub> eq). Fuente REE. Elaboración Propia

Esta última comparativa justifica la necesidad de investigar posibles alternativas renovables para regiones aisladas, en las predomina la generación a través del uso combustibles fósiles como es el caso de las ciudades insulares. Las renovables produjeron durante el último año el 44 % del total de la energía en España y convirtieron a 2020 en el año más verde desde que se cuenta con registros a nivel nacional (2007). Se generaron 110,450 GWh a partir de recursos naturales e inagotables como el viento, el sol y el agua, lo que supone un incremento del 12.8% respecto a los datos de 2019 [40]. Ceuta es el único territorio de la geografía española que durante 2020 no produjo energía renovable al no contar con ninguna planta de generación verde instalada en la ciudad autónoma, según los datos recogidos en el Avance del informe del sistema eléctrico español 2020 de Red Eléctrica de España (REE). [37]

A colación del lo anterior, según el Banco de España [41], uno de los principales motivos del encarecimiento actual de la electricidad se debe principalmente a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, que afecta en torno al 20% del precio, y cuyo efecto repercute directamente en los costes de generación de la energía eléctrica a través de aquellas tecnologías que hacen uso de combustibles fósiles, impactando principalmente en aquellas regiones cuya generación depende exclusivamente del diésel, como el caso que aplica.

En la siguiente ilustración, se muestra la evolución anual del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, donde se aprecia un incremento de aproximadamente un 500 % con respecto a 2013. Esta tendencia alcista durante los años anteriores hace prever que el coste de la generación, y especialmente aquella generada a través de combustibles fósiles, seguirá incrementándose en un futuro próximo.

### Precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

Cotización diaria. Euros por tonelada de CO<sub>2</sub> eq.



Ilustración 11. Evolución del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Fuente: Agencia Europea del Medio Ambiente. elEconomista.es

Los objetivos de reducción de emisiones a 2030 fueron recogidos en un primer momento en las Conclusiones del Consejo Europeo de octubre de 2014. En éstas se aprobó el Marco de Políticas de Energía y Cambio Climático 2021-2030 - Marco 2030 [42]. Posteriormente, el acuerdo del Consejo Europeo celebrado en diciembre de 2020 incrementa la ambición climática. Los principales objetivos de dicho Marco 2030 son:

- Un objetivo vinculante para la UE en 2030 de, al menos, un 55% menos de emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con 1990.
- Un objetivo vinculante para la UE en 2030 de, al menos, un 32% de energías renovables en el consumo de energía.

Una propuesta alternativa para la generación renovable en la ciudad de Ceuta permitiría alcanzar, o al menos, impulsar los objetivos para 2030, presentados por la Comisión Europea, de acuerdo a lo establecido en el Acuerdo de París.

### 3.4 Coste de la Generación Actual

Otro de los motivos principales que impulsan el desarrollo de una alternativa renovable en territorios no peninsulares es el coste medio de la generación por cada MWh. En la siguiente ilustración se muestran los datos que aporta el Sistema de información del Operador del sistema de REE [38], identificando el coste de generación medio en €/MWh tanto en Ceuta con la península.

En los últimos 6 años, el coste medio de la generación en Ceuta se corresponde con 224.33 €/MWh lo que ha implicado un coste medio de 46.27 M€ al año. Cabe destacar, que, en este periodo de tiempo, el desembolso total para garantizar la cobertura de la demanda eléctrica en Ceuta equivale a 323.91 M€. Este dato es clave para poder establecer una comparativa con la posible inversión necesaria, que resulte de plantear un escenario renovable en la ciudad insular. En comparación con la península, históricamente el coste de la generación en la ciudad de Ceuta es mucho mayor, debido principalmente al alto coste del combustible fósil utilizado. Se muestra la evolución anual del coste de la generación:

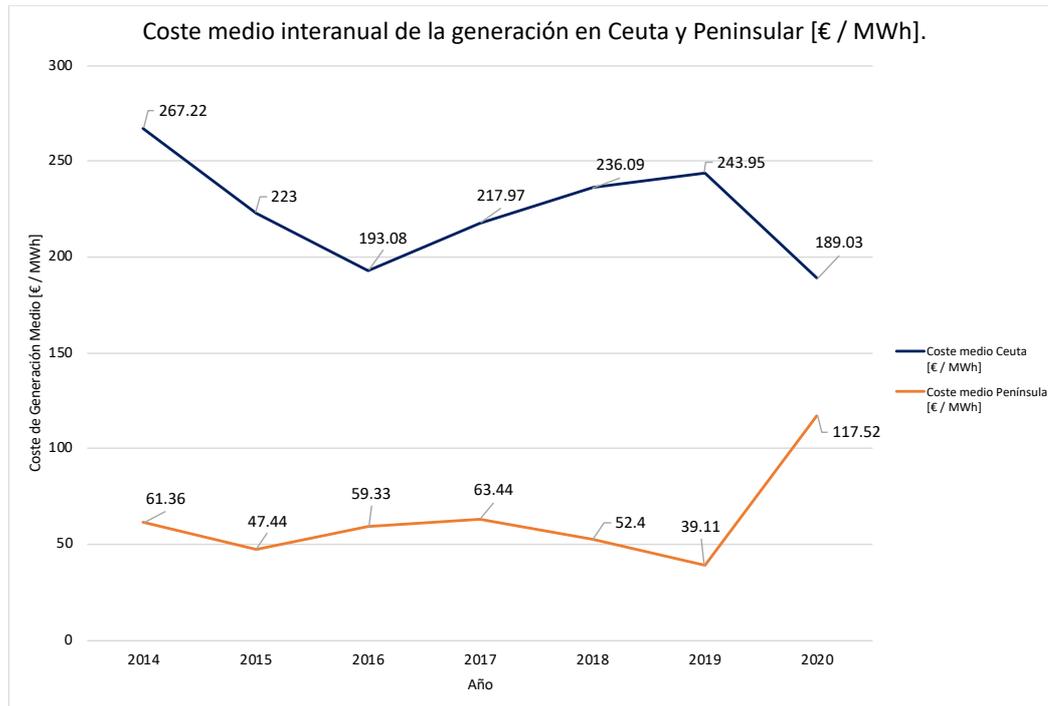


Ilustración 12. Coste medio interanual de la generación en Ceuta vs Coste medio peninsular. Fuente: REE. Elaboración propia.

Es por ello, por lo que, de acuerdo a los datos ambientales y económicos mostrados, referentes al modelo de generación energética en la ciudad de Ceuta, se pone de relieve la necesidad, cada vez mayor, de plantear de cara a medio y largo plazo, nuevos modelos alternativos de producción energética, a partir del uso de fuentes de energía renovable, que permitan reducir la enorme dependencia de la volatilidad del precio de los combustibles fósiles, así como afrontar el reto de conseguir los objetivos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> planteados por la Unión Europea para 2030, de acuerdo a lo establecido en el Acuerdo de París.

## 4 POTENCIAL ENERGÉTICO

El método para la evaluación del potencial energético de Ceuta se basa en el definido por [4], el cuál presenta una propuesta renovable alternativa para el caso concreto de la ciudad de Sevilla. Este análisis pretende en primer lugar, estimar la superficie disponible para la instalación de placas de generación fotovoltaica tanto en tejados de la ciudad como en el entorno urbano, en función la disponibilidad de espacio.

En posteriores capítulos, se analizará la demanda energética, con el objetivo de evaluar el grado de cobertura que se puede alcanzar a partir de esta configuración. Con estos datos se procederá a analizar el equilibrio energético, de modo que se puedan dimensionar los distintos sistemas de almacenamiento en base a la demanda horaria/estacional.

Se estará entonces en disposición de evaluar los distintos escenarios que garanticen una cobertura de la demanda energética total o parcial mediante sistemas de generación de energía renovable.

### 4.1 Método

#### 4.1.1 Análisis de la Superficie

##### 4.1.1.1 Superficie Bruta Disponible.

En primera instancia, las placas fotovoltaicas se instalarán en los tejados de los edificios. Para ello, será necesario calcular el área total de la proyección vertical de todas y cada una de las parcelas. La evaluación de la superficie total disponible para la instalación de elementos de generación renovable se efectuará haciendo uso de un mapa callejero del término municipal, disponible, por ejemplo, en el Instituto Geográfico Nacional (IGN) [44]. Este mapa muestra todas las parcelas correspondientes a cada uno de los edificios, zonas verdes, monumentos y edificaciones de otra índole que conforman la ciudad insular.

Para el tratamiento del mapa se hará uso del software Adobe Photoshop 2020 ©. Cabe destacar, que no es posible descargar del Instituto Geográfico Nacional el mapa callejero en formato vectorial para ser tratado digitalmente. Con el objetivo de que la resolución del mapa sea lo suficientemente grande, de modo que la aproximación sea correcta, se ha generado un nuevo mapa a partir de fragmentos del original. Para el cálculo de la superficie disponible se establecerá la equivalencia de cada píxel al  $m^2$  en base a la escala y se calculará el área bruta utilizable en función del número de píxeles con un color determinado.

Con el objetivo de evaluar si es apropiado o no utilizar el mapa del IGN para evaluar la superficie parcelaria disponible, se realiza una comparación entre una serie de medidas de muestra tomadas de la herramienta de medición del Instituto Geográfico Nacional y los resultados que arroja la herramienta de medida de Google Earth ® para esa misma superficie.

Como se ha indicado anteriormente, tal y como plantea [4], la idea principal residirá en la instalación de los sistemas de generación fotovoltaica en los tejados de la ciudad en primera instancia y en los entornos urbanos disponibles para ello, en base a las necesidades de la demanda.

En este sentido, será necesario identificar el carácter de los edificios en base a su uso, esto es, excluyendo monumentos y edificaciones de carácter institucional, identificar zonas industriales y zonas de uso público/común, para posteriormente clasificar los edificios en base a la orientación plana o inclinada del tejado.

El criterio que se utiliza para la clasificación de los edificios es el mismo que plantea [45]. Por otra parte, el mapa callejero del IGN no hace distinción en referencia al tipo de edificio según su uso, por lo tanto, esta clasificación se llevará a cabo de forma manual. De este modo, todas las edificaciones se clasificarán según sean:

- Tipo 1: Edificios residenciales/comerciales/públicos/industriales con techo plano.
- Tipo 2: Edificios residenciales/comerciales/industriales con techo inclinado.
- Tipo 3: Edificios Monumentales e Instituciones Públicas.
- Tipo 4: Zonas Verdes.

La identificación de edificios pertenecientes a instituciones públicas, así como aquellos de carácter histórico o con algún tipo de nivel de protección integral se ha hecho en base a la clasificación registrada en el Plan General de Ordenación Urbanística (PGOU) del término en cuestión, donde figuran también aquellos que se catalogan como bienes de interés cultural.

Siguiendo el procedimiento definido por [46], la clasificación de los tejados del Tipo 2, esto es, tejados inclinados, se hará estableciendo una equivalencia entre un código de colores y la orientación de los mismos, norte, sur, este y oeste. Se lleva a cabo también de forma manual, mediante la identificación visual a través de imágenes vía satélite.

Por otra parte, cabe destacar que tampoco es automática la identificación de edificios de carácter industrial, por lo tanto, se ha realizado también esta clasificación a partir de la información obtenida en la presente documentación del PGOU, actualizado en el año 2016, en el que figuran los distintos usos del suelo. Según su función, el PGOU define la siguiente clasificación:

- Residencial.
- Actividades Económicas.
- Usos comunitarios.
- Usos permitidos en las categorías de suelo No Urbanizable Protegido.
- Usos permitidos en las categorías de suelo No Urbanizable Común.

A partir de estos datos, se identificará también qué zonas del entorno urbano pueden ser utilizadas para la instalación de placas fotovoltaicas adicionales, en caso de que el resultado de generación total en tejados sea insuficiente para satisfacer las necesidades de la demanda.

#### 4.1.1.2 Superficie Neta Disponible

Para el cálculo de la superficie neta disponible será necesario aplicar factores de corrección debido a la existencia de obstáculos y elementos que impiden la instalación de sistemas de generación, como pudieran ser sistemas de ventilación, chimeneas, sombras, siguiendo el método planteado por [45].

Se ha optado por hacer uso de la herramienta de medidas de superficies de Google Earth para estimar el porcentaje de superficie ocupada por este tipo de elementos en distintos tejados de una serie de muestras de edificios característicos de la ciudad. Como se ha indicado, debido al gran número de configuraciones distintas presentes en la ciudad, se opta por elegir una serie de muestras cuya media aritmética pueda ser extrapolable al conjunto.

El objetivo de este procedimiento reside en medir, a partir de la herramienta mencionada, el área total del tejado de cada muestra. Manualmente, se mide el área ocupada por cada obstáculo, que se resta al área total calculada previamente. Posteriormente se divide el área neta entre la superficie bruta total considerada y se obtiene el porcentaje de disponibilidad.

Entre las distintas configuraciones que se toman como muestra, se encuentran aquellas correspondientes a edificios localizados en zonas céntricas que no siguen un patrón urbanístico definido, parcelas unifamiliares, bloques de pisos y viviendas unifamiliares localizadas en regiones periféricas.

Se realizará este procedimiento para tejados tanto del Tipo 1, como del Tipo 2, respectivamente. El factor de corrección por lo tanto será el que resulte de calcular el promedio de los resultados anteriores y aplicar dicho porcentaje a la superficie bruta.

#### 4.1.2 Potencial Eléctrico

En este apartado se procederá a calcular el potencial energético a partir de los datos de irradiación y generación que se obtienen de la herramienta PVGIS (Joint Research Centre – EU [47]), una aplicación oficial desarrollada por la Comisión Europea que permite calcular la producción fotovoltaica en cualquier zona del mundo. En este sentido, será necesario identificar tanto la tecnología como la orientación óptima para que la generación

renovable sea máxima.

#### 4.1.2.1 Cálculo de Generación Eléctrica

El enfoque de PVGIS se fundamenta en la investigación y evaluación de recursos solares, estudios de rendimiento fotovoltaico (PV), la difusión de conocimientos y datos sobre la radiación solar y el rendimiento fotovoltaico.

Una de las grandes ventajas que presenta esta herramienta es en que tiene en cuenta todos los factores y variables que determinan la eficiencia del módulo fotovoltaico, como la intensidad de la radiación solar, las variaciones en el espectro solar y la temperatura del módulo. Dependiendo a su vez la temperatura del módulo de la temperatura del aire, la velocidad del viento y la irradiancia solar. Si bien, cabe destacar que los datos son obtenidos en horario GTM, por lo que la hora local depende de la localización y se corregirá según proceda.

La herramienta tiene tres módulos:

- **PV Performance Tool:** Esta herramienta permite estimar la producción energética media mensual y anual de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica, sin batería. El cálculo tiene en cuenta la radiación solar, la temperatura, la velocidad del viento y el tipo de módulo fotovoltaico. Los cálculos se realizan con la cobertura temporal completa de la base de datos de radiación solar seleccionada. De este modo, permite estimar la producción de energía de varios tipos de sistemas fotovoltaicos de seguimiento solar conectados a la red eléctrica. También calcula el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos que no están conectados a la red eléctrica, sino que dependen del almacenamiento de la batería para suministrar energía cuando el sol no brilla.
- **Solar Radiation Tool:** Esta herramienta muestra los promedios mensuales de radiación solar para la ubicación elegida, mostrando en gráficos o tablas cómo varía la irradiación solar promedio durante un período de varios años. Los resultados se dan para radiación en planos horizontales y/o inclinados, así como para Irradiación Normal Directa (DNI). Permite obtener el conjunto de datos completo de radiación solar y otros datos necesarios para calcular la potencia fotovoltaica.
- **Typical Meteorological Year Tool:** Permite visualizar un año meteorológico típico (TMY) mostrando un conjunto de datos meteorológicos con valores de datos para cada hora, en un año, para una ubicación geográfica determinada. Los datos se seleccionan de datos por horas en un período de tiempo más largo (normalmente 10 años o más). El TMY se genera en PVGIS siguiendo el procedimiento descrito en ISO 15927-4.

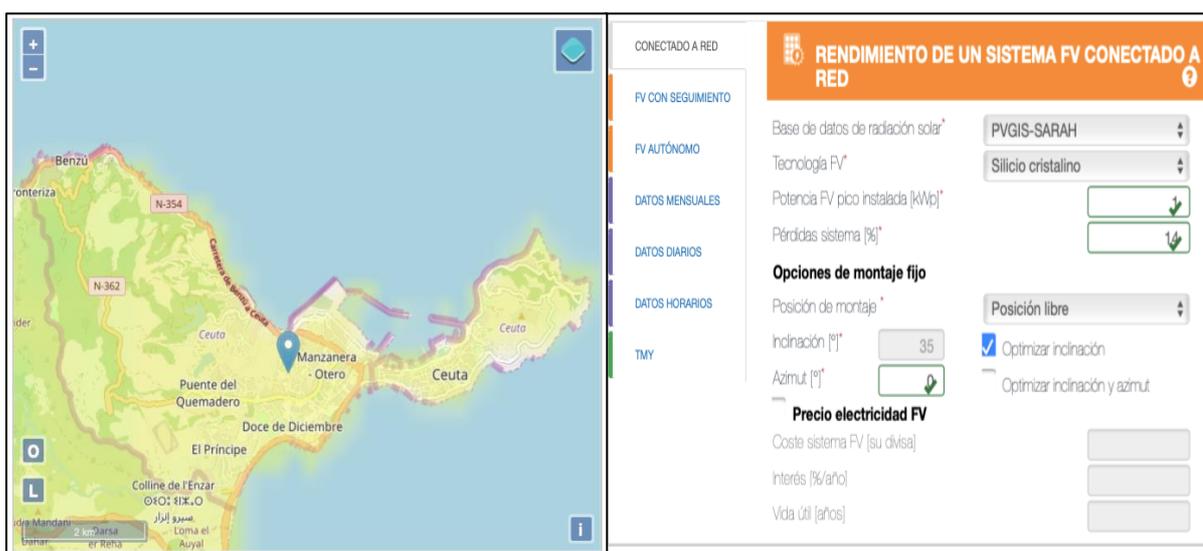


Ilustración 13 Interfaz Modulos - Parámetros PVGIS

En la Ilustración 2 se pueden observar los parámetros a definir para la obtención de los datos de generación e irradiación. En primer lugar, será necesario fijar la localización geográfica del lugar en cuestión. Las condiciones meteorológicas vienen determinadas automáticamente por la herramienta al seleccionar la ubicación. Por otra parte, será necesario especificar la tecnología fotovoltaica, para ello se seleccionará silicio cristalino y se fijarán las pérdidas en el valor predeterminado al 14%. En el caso de la inclinación, será la herramienta la que fije aquella óptima para la que la producción energética sea máxima en esta región en dirección Sur.

Ilustración 14. Datos Horarios de Radiación PVGIS

Dado que el módulo PV performance tool permite obtener la energía mensual y diaria media, generada en cada mes por sistema fotovoltaico con unas determinadas características de potencia y geometría, en base a la ubicación, inclinación y orientación, se procederá a obtener los resultados para la localización de estudio. Se seleccionan una serie de días tipo, y se extraen los datos de generación horaria de un sistema de potencia 1 kWp.

Una vez se han obtenido los datos de generación energética de un día típico en cada orientación, se procederá a calcular los datos de generación para todas las horas del año. Para ello se utilizará el algoritmo planteado por [46] mediante el cuál se importan los datos horarios de cada día típico del mes correspondientes a cada orientación en Matlab. Para la correcta interpolación de los datos, e impidiendo que existan fluctuaciones que alteren los datos interpolados, se considerarán también los valores de meses anteriores y posteriores al año de estudio, tomando un total de 22 meses como muestra.

Se definirá un vector incluyendo los datos de los días típicos de cada mes y asociándolos al día 15 de cada uno, de modo que, al realizar la interpolación, se asignen a estos días los datos obtenidos para la muestra típica de cada mes. Haciendo uso del comando polifyt, se define un polinomio de grado  $n-1$ , siendo  $n$  el número de meses, en este caso 22 para cada hora y orientación. Se evaluarán los polinomios para los 365 días del año y se obtiene así la distribución horaria para todos los días del año en todas las orientaciones.

#### 4.1.2.2 Configuración Óptima de Paneles y Cálculo de energía horaria total.

Para la determinación de la energía horaria total disponible, en primer lugar, será necesario disponer de la configuración óptima de paneles por unidad de superficie, que permiten maximizar la generación considerando los efectos de la sombra. Se hará uso del algoritmo planteado por [46], que pretende calcular la configuración óptima de paneles considerando la incidencia solar, los ángulos de inclinación y el efecto de la sombra generada por la propia disposición, de acuerdo al siguiente esquema:

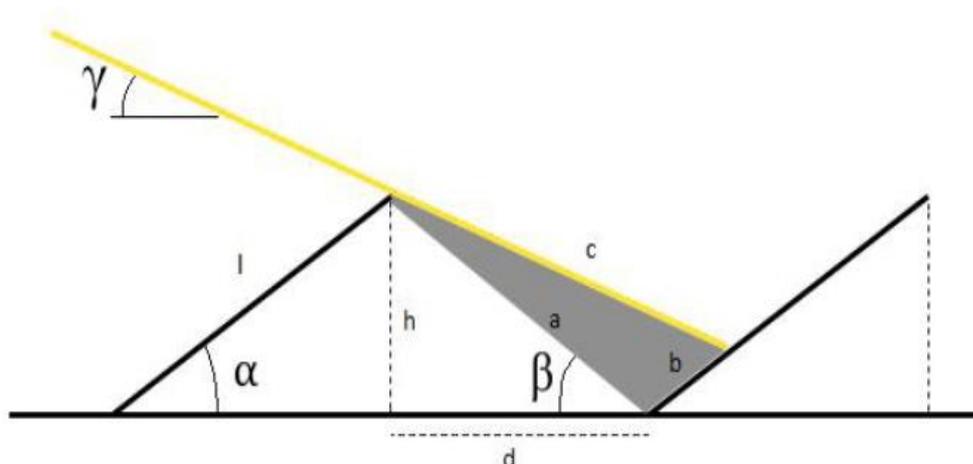


Ilustración 15. Esquema de instalación genérica. Fuente: [46]

La metodología seguida para el cálculo de la distancia óptima de separación,  $d^*$ , se basa en iterar en este parámetro y obtener la longitud de la sombra proyectada sobre los paneles en función del ángulo de elevación solar, obteniendo su valor para todos los días del año. De este modo, se calcula el área aprovechable de la superficie disponible total para cada día y, multiplicándola por los valores de producción de energía eléctrica media diaria obtenidos de PVGIS, se calcula la energía total producida para cada valor de  $d$ .

Cabe resaltar, que, dado que ya se dispone del algoritmo, generado por el autor anterior, el único input necesario serán los datos de elevación solar y energía mensual en la localización de estudio, obtenidos de la aplicación SunCalc [48] y PVGIS respectivamente, siendo el output la distancia óptima de separación para el que la producción energética por unidad de superficie es máxima, considerando los efectos de la sombra generada entre los propios paneles.

El cálculo de la energía eléctrica horaria total dependerá directamente del potencial de generación horaria calculado en el apartado anterior, por un sistema de potencia 1kWp, para cada hora de un día típico en función de la orientación, así como de las características específicas de la tecnología empleada:

$$E = \frac{E_{kWp}}{\frac{1kWp}{kW_{nominal}} \cdot A_{panel}} \cdot S \cdot \mu$$

Siendo  $E_{kWp}$  la energía disponible por kWp (kilovatio pico),  $kW_{nominal}$  es la potencia nominal del panel,  $A_{panel}$  es el área del panel,  $S$  la superficie disponible para la instalación de placas fotovoltaicas y  $\mu$  el coeficiente de pérdidas generado por los efectos de la sombra.

Una vez obtenida la distancia óptima entre placas, a partir de la geometría de las mismas, así como del porcentaje de pérdidas generado por las sombras, se procederá a calcular la generación horaria total, en función del área disponible para la instalación de placas y de los resultados de generación horaria obtenidos para un sistema de potencia 1 kWp.

Tras calcular la configuración óptima y, por lo tanto, el número total de paneles por unidad de superficie, en base a la elevación del sol en la localización y a las características de la tecnología usada, se está en disposición de calcular la generación horaria anual.

En base a la superficie disponible tras el análisis de superficie total y la aplicación de los factores de disponibilidad, sumado a la configuración óptima de paneles por unidad de superficie previamente calculada, se estará en disposición de calcular la energía horaria total, a partir de la instalación de placas fotovoltaicas instaladas en los tejados, en primera instancia, y en zonas disponible para ello seguidamente, en función de la capacidad de cobertura de la demanda.

## 4.2 Datos

En esta sección se procede a mostrar los datos utilizados para la aplicación de la metodología expuesta en el apartado anterior, con el objetivo de calcular la superficie disponible y de este modo determinar el potencial energético en la ciudad de Ceuta.

En primer lugar, se referenciarán los datos para calcular la superficie neta disponible para la instalación de placas fotovoltaicas, esto es, mapa utilizado, cálculo de factores de disponibilidad en base a la clasificación de los distintos tipos de edificio y, por otra parte, siguiendo el esquema del capítulo anterior, se procederá a indicar los datos utilizados para el cálculo de la generación horaria.

### 4.2.1 Análisis de la Superficie

#### 4.2.1.1 Superficie Bruta Disponible.

El análisis de la superficie total disponible se ha llevado a cabo sobre toda la extensión del territorio ceutí, equivalente a  $19.34 \text{ km}^2$  según el Plan General de Ordenación Urbanística de Ceuta. Para este análisis, se ha utilizado el mapa de la ciudad presente en la documentación del Instituto Geográfico Nacional (IGN), en el que se puede visualizar la proyección en planta de todas y cada una de las parcelas ya sean viviendas, edificios públicos, zonas verdes o monumentos e instituciones públicas, mostrándose en la ilustración 5 la extensión del mapa completo. Cabe destacar que el nivel de detalle urbanístico del mapa es escaso frente a otros documentos que se pueden encontrar en el repositorio de instituciones públicas de otros municipios, así mismo el PGOU (Plan General de Ordenación Urbanística) de la ciudad de Ceuta data año 1992, actualizado en el año 2016 [44].



Ilustración 16. Mapa Ceuta Iberpix Instituto Geográfico Nacional. Elaboración propia.

El código de colores que utiliza este mapa solo distingue entre parcelas, independientemente de su uso industrial o doméstico, zonas verdes y edificios públicos como colegios u hospitales:



Ilustración 18. Muestra 1 Parcelas Ceuta

Ilustración 17. Muestra 2 Parcelas Ceuta

Por este motivo, es necesario hacer uso de la documentación recogida en el Plan General de Ordenación de Urbanística de la ciudad de Ceuta (PGOU) [49], en el que se recogen los distintos usos del suelo, para así poder catalogar de forma manual los distintos tipos de parcelas, en función de si son viviendas, edificios industriales, edificios de carácter monumental/institucional o zonas portuarias.

No solo será interesante determinar la superficie de tejados disponible para la instalación de placas fotovoltaicas, sino también conocer el área disponible, en base a la clasificación actual del suelo y al carácter urbanizable del mismo, para poder instalar elementos de generación en caso de que no fuese posible garantizar las necesidades de la demanda a partir de la hipótesis propuesta, en la siguiente tabla se muestra, de acuerdo a la revisión del año 2016 del PGOU en Ceuta, la clasificación del suelo y la superficie correspondiente:

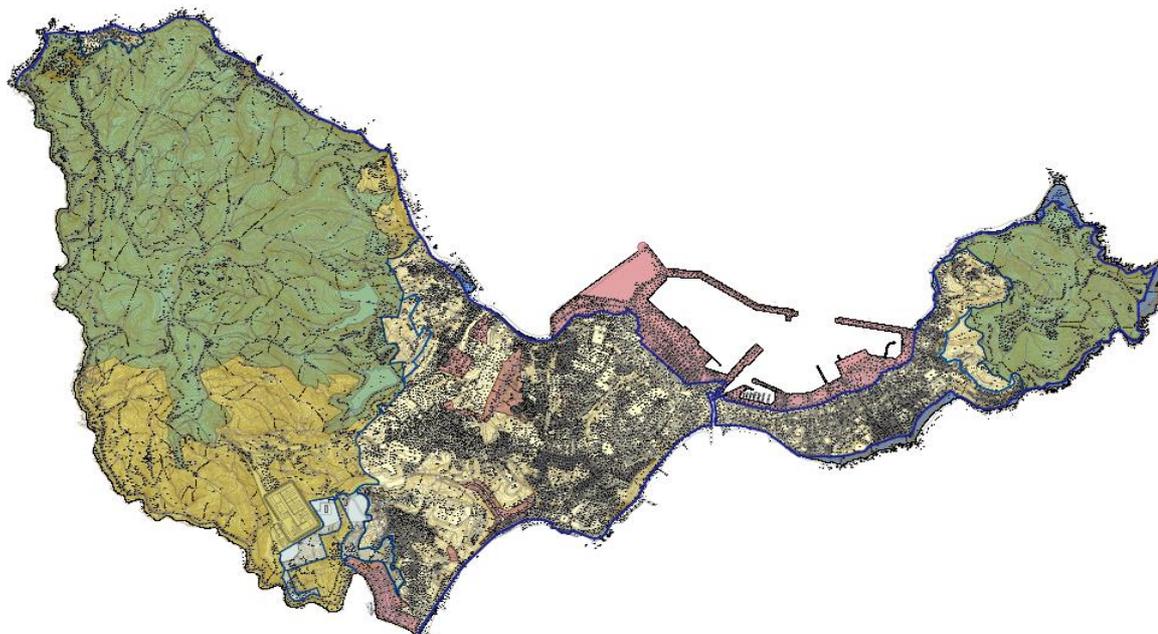


Ilustración 19. Usos del Suelo. Fuente: Plan General de Ordenación Urbanística de Ceuta 2016 [43].

CLASE DE SUELO	1992 CLASIFICACIÓN ACTUAL		2014 APROBACIÓN INICIAL		2016 REVISIÓN APROBACIÓN INICIAL		DIFERENCIA (2016 - 2014)
	SUP (ha.)	(%)	SUP (ha.)	(%)	SUP (ha.)	(%)	SUP (ha)
SUELO URBANO (1)	708,60	35,75	694,70	35,05	707,77	36,59	13,07
SUELO URBANIZABLE	88,20	4,45	55,80	2,81	56,04	2,90	0,24
SUELO NO URBANIZABLE	1.185,10	59,80	1.231,50	62,14	1.170,31	60,51	-61,19
PROTEGIDO	682,80	34,45	757,20	38,20	757,20	39,15	0
COMÚN	388,20	19,59	274,20	13,84	299,96	15,51	25,76
DOMINIOS PÚBLICOS	114,10	5,76	200,10	10,10	113,15	5,85	-86,95
<b>TOTAL</b>	<b>1.982,00</b>	<b>100,00</b>	<b>1.982,00</b>	<b>100,00</b>	<b>1.934,12</b>	<b>100,00</b>	<b>-47,88</b>

Tabla 4. Clasificación de usos del suelo. Fuente: Tomo I Memoria Justificativa del PGOU 2016 [49].

De este modo, de acuerdo a la tabla anterior, se podrá utilizar suelo urbanizable disponible o suelo no urbanizable común y de dominios públicos en caso de que sea necesario aumentar la capacidad de generación si esta no fuese suficiente.

Por otra parte, para la catalogación de los distintos tipos de edificio en base a los datos obtenidos del PGOU, se hará uso del software Adobe Photoshop 2020 ©, mediante el cuál se resaltarán de un color específico aquellas áreas correspondientes a la clasificación anteriormente mencionada, como se muestra en las siguientes ilustraciones:

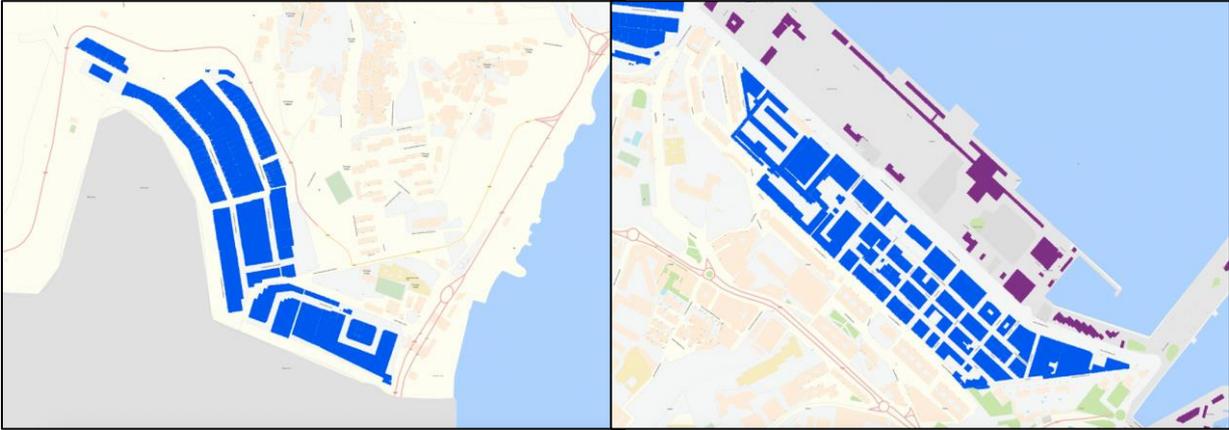


Ilustración 21. Muestra Zona Industrial

Ilustración 20. Muestra Zona Industrial / Portuaria

Se sigue este mismo procedimiento para los edificios de carácter monumental o institucional, tal y como se muestra en la Ilustración 11.



Ilustración 22. Muestra Zona Monumental / Institucional.

Será necesario también disponer, de acuerdo a la metodología anteriormente expuesta, de la clasificación de los tejados en base a su orientación, norte, sur, este y oeste estableciendo un código de colores.

Esta catalogación se llevará a cabo haciendo uso de imágenes satélite de la ciudad, como se muestra en las siguientes tomas que permiten su identificación, editando manualmente el mapa de acuerdo a las distintas orientaciones. Esto permitirá calcular las áreas del Tipo 1 y del Tipo 2 que serán aquellas destinadas a la instalación de paneles fotovoltaicos.

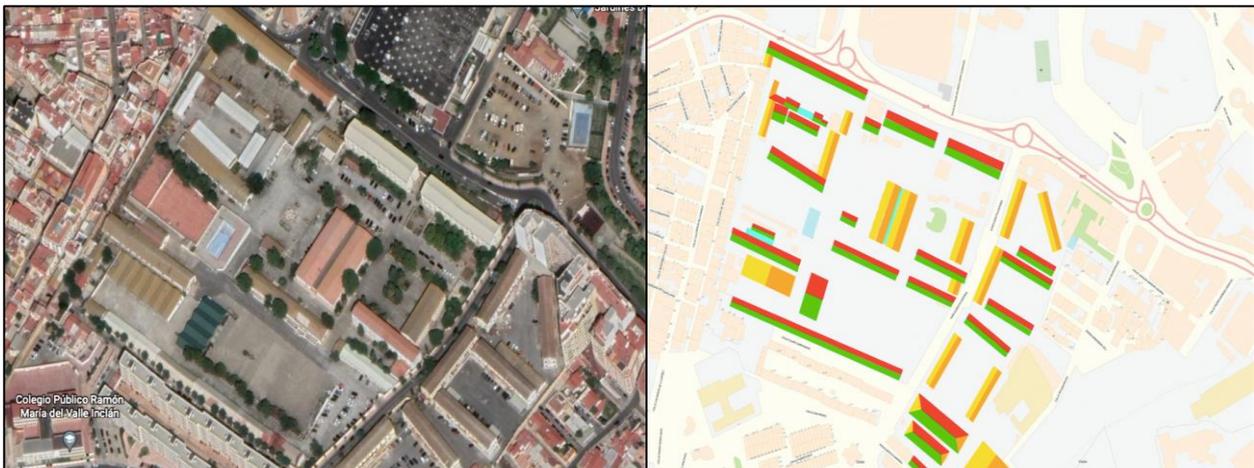


Ilustración 23. Muestra 1 Comparativa Imagen Satelital – Orientación Tejados.



Ilustración 24. Muestra 2 Comparativa Imagen Satelital – Orientación Tejados.

Con esta información, se estará en disposición de calcular el total de área disponible para la instalación de placas fotovoltaicas en cada una de las distintas configuraciones y orientaciones, como se mostrará en el siguiente capítulo, en base a la clasificación inicialmente establecida. Estos datos nos permitirán el cálculo del área total disponible. Sin embargo, cabe resaltar la existencia de elementos que actúan como obstáculos e impiden que el total del área calculado sea aprovechable, de este modo será necesario evaluar que porcentaje de superficie puede ser utilizada estableciendo factores de corrección o disponibilidad.

#### 4.2.1.1 Superficie Neta Disponible

Existen elementos que obstaculizan e impiden el total aprovechamiento de la superficie disponible para la instalación de sistemas de generación, como pudieran ser sistemas de ventilación, chimeneas y sombras.

Como se ha indicado anteriormente, será necesario identificar en una serie de muestras, clusterizar distintos tipos de edificios y hacer uso de imágenes vía satélite, para estimar los distintos factores de disponibilidad en base al tanto por ciento de área restringida sobre el total de área bruta de cada tejado. En el caso de la clasificación de tejados del tipo 1, es decir, tejados inclinados, algunas de las muestras son las siguientes:



Ilustración 25. Muestra 2 Factor de Corrección. Área Total vs Área Ocupada.



Ilustración 26. Muestra 3 Factor de Corrección. Área Total vs Área Ocupada.

## 4.2.2 Potencia Eléctrica Horaria

### 4.2.2.1 Definición y características de los sistemas de generación energética.

La aplicación del algoritmo precisa de las capacidades técnicas y características físicas de los sistemas utilizados en el proceso de generación energética.

Se elige el siguiente panel que se utilizan presente en el mercado actual:

**Panel fotovoltaico:** SPR E19 320, SunPower E Series Residential Solar Panels, con una potencia nominal de 320W, un rendimiento medio del panel de 19.9% y unas medidas de 1558 mm de largo, 1046 mm de ancho y 46 mm de espesor.

### 4.2.2.2 Cálculo de Generación Eléctrica

En este sentido, cabe destacar que si bien la herramienta que se ha utilizado es la misma que usa [45], PVGIS, se ha llevado a cabo un procedimiento diferente, extrayendo solo de la herramienta los datos de generación mensuales que arroja el Módulo 1. La alternativa propuesta se basa en hacer uso de los datos de generación horaria para un día típico del mes en la ciudad de Cádiz, calculadas previamente por [45]. Estos datos se encuentran registrados en tablas, que arrojan la generación horaria de un sistema fotovoltaico (1 kWp) para cada hora de un día típico de cada mes, día 15 en el caso que aplica, en las cuatro orientaciones principales, norte, sur, este y oeste.

Dada la proximidad geográfica a la ciudad de Cádiz, se ha considerado que estos datos pueden ser utilizados para el cálculo de los datos de generación de Ceuta, ya que los valores de irradiación son muy aproximados por la propia localización. La idea principal reside en calcular una serie de factores, resultantes de dividir la energía generada en cada hora de un día típico, entre la energía diaria total, de modo que se obtendrán por cada mes 24 factores que representan, en tanto por 1, el peso ponderado de la energía generada en cada hora con respecto al total del día. Si se aplica este mismo criterio para los 12 meses del año, se tendrá un total de 288 factores para cada orientación. Así mismo, para cada hora de un día típico en Cádiz se define cada factor como:

$$F_i = \frac{Eh_i}{E_d} \quad i = 1:24 h$$

Siendo  $Eh_i$  la energía generada en cada hora por un sistema de potencia 1 kWp, con una orientación e inclinación determinada, y  $E_d$  la energía diaria media del día típico de cada mes en cuestión. La inclinación óptima será aquella que indique la herramienta PVGIS, definiendo orientación sur.

Se opta, por lo tanto, por multiplicar los valores de generación diaria media en la ciudad de Ceuta obtenidos de PVGIS, por los factores correspondientes previamente calculados, de este modo se obtendrá la distribución de generación horaria para cada día típico en las cuatro orientaciones anteriormente mencionadas.

El cálculo de la potencia eléctrica horaria, se hará, como se ha especificado en el capítulo anterior en base a los

datos de generación e irradiación de la ciudad de Cádiz. Por proximidad geográfica, estos datos pueden ser considerados válidos para la ciudad de Ceuta, previamente calculados por [45] para las cuatro orientaciones sur, este, oeste, norte.

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3-4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5-6	0.0	0.0	0.0	7.3	26.8	34.7	23.8	12.5	0.0	0.0	0.0	0.0
6-7	0.0	0.0	67.1	95.4	111.7	114.5	108.7	97.8	71.7	19.1	0.0	0.0
7-8	92.8	162.8	229.8	242.5	256.5	262.0	262.4	253.1	219.0	183.4	109.5	65.1
8-9	258.4	323.9	379.5	387.1	397.6	406.0	414.0	408.3	369.0	339.4	278.4	242.4
9-10	378.4	454.9	498.8	505.9	514.1	526.0	541.2	537.7	493.7	467.9	398.3	358.3
10-11	460.8	546.3	579.9	588.8	595.8	610.7	631.3	629.2	581.5	557.1	481.2	437.7
11-12	503.0	592.9	621.0	631.0	637.7	654.5	678.2	676.2	626.4	602.7	523.3	477.7
12-13	503.0	592.9	621.0	631.0	637.7	654.5	678.2	676.2	626.4	602.7	523.3	477.7
13-14	460.8	546.3	579.9	588.8	595.8	610.7	631.3	629.2	581.5	557.1	481.2	437.7
14-15	378.4	454.9	498.8	505.9	514.1	526.0	541.2	537.7	493.7	467.9	398.3	358.3
15-16	258.4	323.9	379.5	387.1	397.6	406.0	414.0	408.3	369.0	339.4	278.4	242.4
16-17	96.6	162.8	229.8	242.5	256.5	262.0	262.4	253.1	219.0	183.4	124.7	81.5
17-18	0.0	13.9	72.1	95.4	111.7	114.5	108.7	97.8	71.7	29.7	0.0	0.0
18-19	0.0	0.0	0.0	11.7	30.9	34.7	28.0	15.5	2.9	0.0	0.0	0.0
19-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20-21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla 5. Datos de generación horaria Wh/kWp en Cádiz para cada día típico. Orientación Sur.

Se muestra en la tabla anterior los datos utilizados, expresados en Wh, de la generación horaria en la ciudad de Cádiz por un sistema fotovoltaico de potencia 1kWp para la orientación sur. En el Anexo B se muestran los datos para el resto de orientaciones.

Para el cálculo de la generación en Ceuta, será necesario disponer de los valores de generación mensual y diaria media que la herramienta PVGIS proporciona, como se ha indicado anteriormente.

A modo de ejemplo, se muestran los datos obtenidos para la dirección sur:

Mes	$E_d$	$E_m$	$H(i)_d$	$H(i)_m$	$SD_m$
Enero	3.36	104.3	4.1	126.96	10
Febrero	3.76	105.23	4.59	128.52	22.33
Marzo	4.26	131.97	5.26	163.14	23.87
Abril	4.65	139.53	5.83	175.02	12.65
Mayo	5.07	157.24	6.41	198.62	10.16
Junio	5.47	164	7.01	210.41	5.89
Julio	5.58	173.13	7.25	224.63	5.09
Agosto	5.28	163.72	6.82	211.5	9.28
Septiembre	4.64	139.22	5.93	177.76	11.18
Octubre	3.88	120.4	4.91	152.34	13.87
Noviembre	3.3	99.01	4.07	121.97	9.1
Diciembre	3.17	98.4	3.84	119	16.47
Media Anual	4.37	133.01	5.51	167.49	6.29

Tabla 6. Datos mensuales Generación – Irradiación Ceuta. Fuente PVGIS. Elaboración propia.

Siendo:

- $E_d$ : Energía media diaria generada (kWh/d).
- $E_m$ : Energía media mensual generada (kWh/mes).
- $H(i)_d$ : Irradiación global media diaria por metro cuadrado sobre la placa (kWh/m<sup>2</sup>/d).
- $H(i)_m$ : Irradiación global media mensual por metro cuadrado sobre la placa (kWh/m<sup>2</sup>/mes).
- $SD_m$ : Desviación estándar de la producción energética mensual debido a variaciones interanuales. (kWh)

Estos datos han sido calculados por la aplicación para una potencia nominal de 1kWp, suponiendo unas pérdidas estimadas debido a la temperatura y a los niveles bajo de irradiancia del 5.82 % utilizando la temperatura ambiente local, unas pérdidas estimadas del 2.65 % debido a los efectos de la reflectancia angular, creando unas pérdidas combinadas del sistema del 20.58%.

#### 4.2.2.1 Configuración Óptima de Paneles y Cálculo de Energía horaria total

Por otra parte, para determinar disposición óptima y el número de paneles necesarios por unidad de superficie, de modo que la generación sea máxima y considerando el efecto de sombra entre paneles y la irradiación recibida, será necesario disponer de los datos de elevación mensual del sol cada mes, obtenidos de la aplicación SunCalc:

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
30°	34°	44°	55°	66°	74°	78°	75°	66°	55°	43°	34°

Tabla 7. Elevación solar por mes en Ceuta. Fuente: SunCalc

### 4.3 Resultados

En esta sección se procede a mostrar los resultados obtenidos a partir de los datos mostrados en el apartado anterior tras aplicar la metodología expuesta para el cálculo de la superficie disponible, así como la determinación del potencial energético en la ciudad de Ceuta.

Se va a dividir esta sección en los mismos apartados que las anteriores, de modo que se establezca una correlación en la estructura y queden reflejados los resultados obtenidos para cada uno de los pilares que conforman las secciones previas.

#### 4.3.1 Análisis de la Superficie

##### 4.3.1.1 Superficie Bruta Disponible.

El mapa utilizado para hacer el análisis de la superficie se obtiene del Instituto Geográfico Nacional, en primera instancia, cabe preguntarse si es válido utilizar dicho documento para realizar los cálculos y la aproximación de la superficie disponible. Para ello, se calcula la equivalencia pixel/m<sup>2</sup>. Tomando una serie de muestras de distintas áreas o parcelas, se obtiene el número de píxeles y se divide entre el valor del área equivalente obtenido de la herramienta de medidas de superficies de Google Earth. Dividiendo el área obtenida entre el número total de píxeles se tiene una equivalencia de 0.1471 / m<sup>2</sup>/pixel.

Posteriormente, se toman una serie de muestras correspondientes a distintas ubicaciones del mapa y se calcula el área en base al número de píxeles, multiplicando este último dato por la equivalencia m<sup>2</sup>/pixel. Comparando esta información con la obtenida a través de la herramienta de medidas de superficies de Google Earth, se tiene que:

	Iberpix (Instituto Geográfico Nacional)	Google Earth	Error
<i>Ubicación 1</i>	8385.4 m <sup>2</sup>	8487.2 m <sup>2</sup>	1.2 %
<i>Ubicación 2</i>	7954.8 m <sup>2</sup>	8092.4 m <sup>2</sup>	1.7 %
<i>Ubicación 3</i>	930.3 m <sup>2</sup>	940.6 m <sup>2</sup>	1.1 %
<i>Ubicación 4</i>	4784.7 m <sup>2</sup>	4867.4 m <sup>2</sup>	1.8 %
<i>Media</i>	22055.2 m <sup>2</sup>	22387.6 m <sup>2</sup>	1.5 %

Tabla 8. Error de Aproximación Insituto Geográfico Nacional vs Google Earth

El error de aproximar el área total disponible usando este mapa, corresponde al 1.5 %. Por lo tanto, se puede considerar dicho error como aceptable y, por ende, que la aproximación sea válida.

Como se indicaba en la sección anterior, se analiza una superficie total de 18.5 km<sup>2</sup> correspondientes al término municipal de la ciudad de Ceuta. En primera aproximación, se ha llevado a cabo el cálculo de la superficie total disponible, dado que el mapa no hace distinción entre tipos de edificios o parcelas.

La posterior clasificación se ha hecho de forma manual, de este modo, de acuerdo al mapa de parcelas del instituto geográfico nacional, se obtiene que el área total de las parcelas, independientemente del uso que tengan equivale a 11478320 píxeles, o lo que es lo mismo, un área total de 1.68 km<sup>2</sup>.

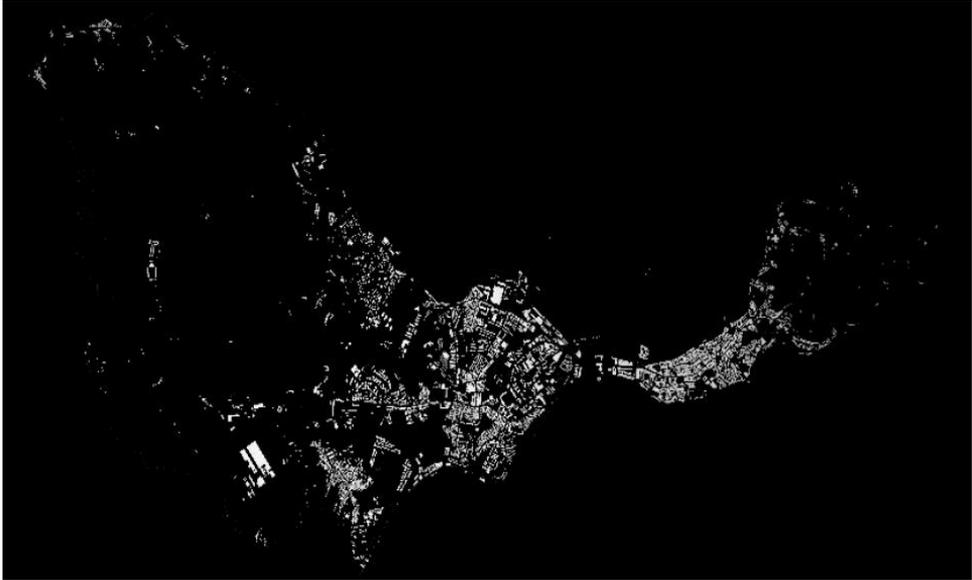


Ilustración 27. Superficie edificios públicos y residenciales. Elaboración propia.

En la ilustración anterior se muestra la superficie ocupada por edificios de carácter residencial y público, esto es, viviendas, así como colegios y hospitales. Se tiene un total de 9.638.853 píxeles, lo que de acuerdo a la equivalencia área / píxel anteriormente calculada equivale a 1.417.609,42 m<sup>2</sup>.

Se muestra por otra parte la clasificación de área industrial y portuaria:



Ilustración 28. Superficie industrial y área portuaria. Elaboración propia.

En el caso de la superficie industrial, se tiene que el total equivale a 1.364.310 píxeles, por lo que el área estimada corresponde con 245.208,54 m<sup>2</sup>.

Los edificios de carácter monumental o instituciones públicas se han identificado también de forma manual, a partir de la información presente en el PGOU en el que se recogen aquellos edificios con carácter monumental o bien de interés cultural, entre los que puede identificarse la Plaza de Armas de las Murallas Reales, la Casa de los Dragones o el Parque de San Amaro entre otros.



Ilustración 29. Superficie Monumentos / Instituciones Públicas. Elaboración propia.

Se obtiene en el caso de la ilustración anterior, que el área total ocupada por edificios de carácter monumental e institucional equivale a 475.157 píxeles, o lo que es lo mismo, se estima un área de 6.359,22 m<sup>2</sup>.

En el caso de zonas verdes, como así se muestra en la ilustración 20, el área total equivale a 1.310.614 píxeles, o lo que es lo mismo 192.755,17 m<sup>2</sup>.

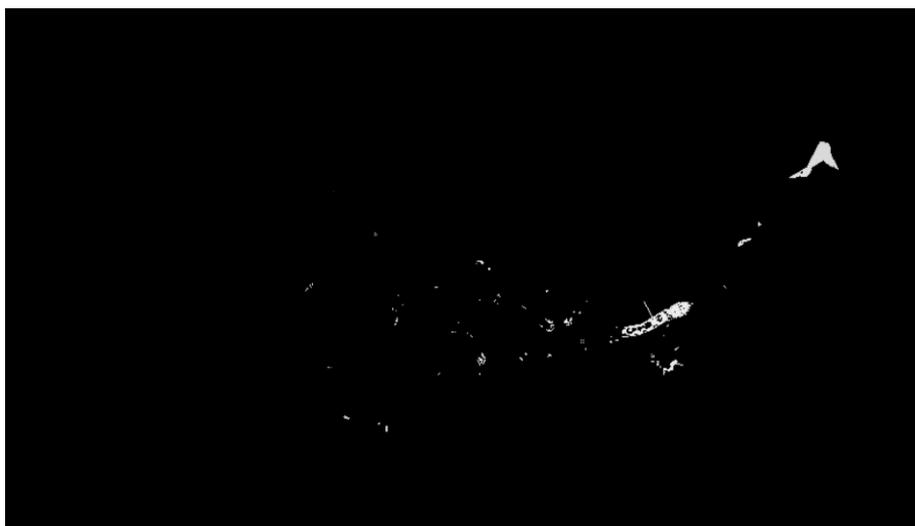


Ilustración 30. Superficie zonas verdes. Elaboración propia.

Se recogen en la siguiente tabla los resultados previamente calculados, en base a la tipología de cada edificio:

Tipo	Píxeles	Área (m <sup>2</sup> )
1. Vivienda / Edificios Públicos	9.638.853	1.417.609,42
2. Industrial / Portuaria	1.364.310	245.208,54
3. Monumentos / Instituciones Públicas	475.157	6.359,22
4. Zonas Verdes	1.310.614	192.755,17

Tabla 9. Área Total en base al tipo de edificio. Elaboración propia.

De acuerdo a los resultados anteriores, tenemos que, del total de superficie correspondiente al término municipal de Ceuta, esto es 18.5 km<sup>2</sup>, 1.662 km<sup>2</sup> representan superficie potencial para proceder con la instalación de placas fotovoltaicas en el tejado de los edificios, esto es, el 8.9 % de la superficie total correspondiente a edificios del tipo vivienda y industrial o portuaria.

Seguidamente se procede a diferenciar los tejados en base a la orientación, de modo que se puedan segregarse en la clasificación establecida en el método, así mismo, independientemente de que el carácter del edificio sea del tipo vivienda o industrial, se muestra en la siguiente ilustración la ubicación de los mismos, por un lado, de techos planos, y por otro, considerando algún tipo de inclinación:

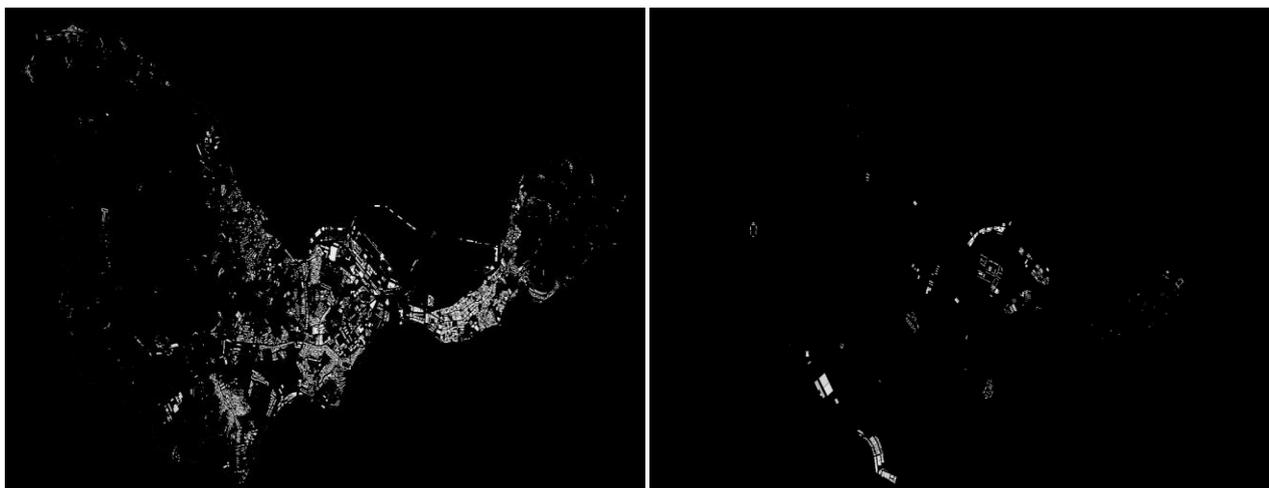


Ilustración 31. Localización tejados planos (izquierda) y tejados con algún tipo de orientación (derecha).

De lo anterior, se tiene que el área total de techos planos se corresponde con 9.296.766 píxeles, esto es, se estima una superficie total de 1.367.297,85 m<sup>2</sup>, lo que representa casi el total de la superficie disponible para la instalación de placas fotovoltaicas. Cabe destacar que el tipo de vivienda mayoritariamente en Ceuta se corresponde principalmente con bloques de pisos y viviendas unifamiliares con azotea, lo que implica techos planos.

Por otra parte, se tiene que al menos 243.226,29 m<sup>2</sup> corresponden a tejados con distintas orientaciones en base a la identificación visual realizada a partir de imágenes satélite obtenidas de la herramienta Google Earth.

Orientación	Píxeles	Área (m <sup>2</sup> )
Tejados Planos	9.296.766	1.367.297,85
Sur	520090	76490,894
Oeste	307902	45283,89
Este	316923	46610,63
Norte	508871	74840,88

Tabla 10. Área total en base a la orientación de edificios del tipo 1 y tipo 2. Elaboración propia.

#### 4.3.1.1 Superficie Neta Disponible

Como se ha indicado anteriormente, existen elementos que obstaculizan e impiden que el total de esta superficie sea íntegramente aprovechable. De este modo se procede a calcular el % de superficie disponible en base al análisis de imágenes vía satélite de los distintos tipos de edificios más comunes presentes en la ciudad de Ceuta:

Se han recogido una serie de muestras en base a la clasificación de los tejados:

- **Tejados Planos (Clasificación Tipo 1):**

Muestras	Área Restringida (m <sup>2</sup> )	Área Total (m <sup>2</sup> )	% Aprovechable
Muestra 1	178.3	445.0	59.93
Muestra 2	67.22	179.3	62.51
Muestra 3	503.1	2143.1	76.52
Muestra 4	134.6	485.3	72.26
Muestra 5	65.2	308.6	78.87
Muestra 6	128.0	398.6	67.89
Muestra 7	125.8	819.7	84.65
Muestra 8	133.7	736.5	81.85
<b>Total</b>	<b>1335.9</b>	<b>5516.1</b>	<b>73.06</b>

Tabla 11. Factor de disponibilidad Tipo 1. Elaboración Propia.

De las muestras tomadas, se tiene que se puede aprovechar en torno a ~ 73 % de la superficie correspondiente a tejados planos. Aplicando este porcentaje de utilización a la superficie bruta total disponible del tipo 1, se tiene que 998,966.62 m<sup>2</sup> podrán ser utilizados para la instalación de placas fotovoltaicas.

- **Tejados con orientación (Clasificación Tipo 2):**

En el caso de tejados con esta configuración, se ha llevado a cabo el mismo análisis para una serie de muestras de edificios e instalaciones con tejados inclinados:

Muestras	Área Restringida (m <sup>2</sup> )	Área Total (m <sup>2</sup> )	% Aprovechable
Muestra 1	74.45	1147.64	93.51
Muestra 2	83.16	999.53	91.68
Muestra 3	122.3	409.29	70.11
Muestra 4	0	686.53	100
Muestra 5	65.2	608.01	96.05
<b>Total</b>	<b>1335.9</b>	<b>5516.1</b>	<b>90.27</b>

Tabla 12. Factor de disponibilidad Tipo 2. Elaboración Propia.

De lo anterior, se tiene que en torno al ~ **90.27 %**, podrá ser utilizado para la instalación de paneles en función de la orientación. Cabe destacar, que se aplicará el mismo factor de disponibilidad a todas las orientaciones. En el caso de Ceuta, la presencia de tejados con algún tipo de orientación es escasa, esto es debido al tipo de vivienda

mayoritario en la región, a excepción de urbanizaciones de parcelas aisladas cuyos tejados tienen algún tipo de orientación e inclinación o bien la arquitectura propia de edificaciones, especialmente cuarteles del ejército e instalaciones de naves industriales.

En base a lo anterior, para cada una de las orientaciones, sur, oeste, este y norte, se recoge en la siguiente tabla los resultados de superficie disponible:

Orientación	Área Total Utilizable (m <sup>2</sup> )
Sur	69,048.33
Oeste	40,877.77
Este	42,075.42
Norte	67,558.86

Tabla 13. Superficie utilizable para cada orientación. Elaboración propia.

A partir de los resultados anteriores, se dispone del área total disponible para la instalación de placas fotovoltaicas. Se está en disposición de calcular el potencial energético renovable en Ceuta en base a la generación de las placas de acuerdo a la ubicación y a la configuración de las mismas que permita optimizar su funcionamiento.

### 4.3.2 Potencial Eléctrico

En esta sección se procede a mostrar los resultados obtenidos referentes al cálculo del potencial eléctrico disponible en la ciudad de Ceuta.

#### 4.3.2.1 Cálculo de Generación Eléctrica

Se muestran a continuación los factores calculados a partir de los datos de generación en Cádiz. Cabe destacar en primer lugar, que aquellas horas donde el valor de los factores es nulo, se corresponden con aquellos periodos del día donde la generación es nula, esto es, durante la noche. Por otra parte, las franjas horarias donde el el peso ponderado de la energía generada es mayor, recae sobre las horas centrales del día cuando la irradiación es mayor. En la siguiente tabla, se muestran los factores calculados para la orientación Sur. En el Anexo A se muestran los resultados obtenidos del cálculo de los factores para el resto de orientaciones:

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0-1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1-2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2-3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3-4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4-5	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5-6	0.000	0.000	0.000	0.001	0.005	0.007	0.004	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000

6-7	0.000	0.000	0.014	0.019	0.022	0.022	0.020	0.019	0.015	0.004	0.000	0.000
7-8	0.027	0.039	0.048	0.049	0.050	0.050	0.049	0.048	0.046	0.042	0.030	0.020
8-9	0.076	0.078	0.080	0.079	0.078	0.078	0.078	0.078	0.078	0.078	0.077	0.076
9-10	0.112	0.109	0.105	0.103	0.101	0.101	0.102	0.103	0.104	0.108	0.111	0.113
10-11	0.136	0.131	0.122	0.120	0.117	0.117	0.119	0.120	0.123	0.128	0.134	0.138
11-12	0.148	0.142	0.131	0.128	0.125	0.125	0.127	0.129	0.133	0.139	0.145	0.150
12-13	0.148	0.142	0.131	0.128	0.125	0.125	0.127	0.129	0.133	0.139	0.145	0.150
13-14	0.136	0.131	0.122	0.120	0.117	0.117	0.119	0.120	0.123	0.128	0.134	0.138
14-15	0.112	0.109	0.105	0.103	0.101	0.101	0.102	0.103	0.104	0.108	0.111	0.113
15-16	0.076	0.078	0.080	0.079	0.078	0.078	0.078	0.078	0.078	0.078	0.077	0.076
16-17	0.029	0.039	0.048	0.049	0.050	0.050	0.049	0.048	0.046	0.042	0.035	0.026
17-18	0.000	0.003	0.015	0.019	0.022	0.022	0.020	0.019	0.015	0.007	0.000	0.000
18-19	0.000	0.000	0.000	0.002	0.006	0.007	0.005	0.003	0.001	0.000	0.000	0.000
19-20	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20-21	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
21-22	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
22-23	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
23-24	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 14. Factores de Conversión Cádiz-Ceuta para cada día típico. Orientación Sur

A continuación, multiplicando la energía diaria de un día típico de cada mes generada sistema fotovoltaico con potencia 1 kWp, en la ciudad de Ceuta con inclinación 31°, obtenida de PVGIS, como se indicaba en el capítulo anterior, por los factores previamente calculados, se obtiene la generación horaria para cada día típico.

La siguiente tabla muestra los resultados de generación, en Wh para cada hora. Por otra parte, los cálculos se muestran en base a un código de colores que permite identificar aquellas horas donde la generación es mayor.

Del mismo modo, al final de cada fila se incluye el sumatorio de generación diaria expresada en Wh.

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3-4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5-6	0.0	0.0	0.0	33.0	134.3	205.1	166.6	82.3	0.0	0.0	0.0	0.0
6-7	0.0	0.0	147.6	273.2	353.5	403.0	402.6	337.4	200.4	38.5	0.0	0.0
7-8	119.7	231.0	339.9	429.6	497.9	547.3	555.5	501.6	383.2	270.2	144.8	83.3
8-9	268.9	354.7	434.2	526.8	590.4	642.0	655.3	606.3	493.9	385.6	294.4	258.0
9-10	328.8	413.7	477.2	573.0	634.0	687.2	703.5	656.8	547.5	441.2	350.6	318.7
10-11	341.3	423.0	477.7	573.5	632.9	685.5	702.3	656.2	551.8	448.6	360.3	331.1
11-12	314.6	390.4	443.0	534.7	592.2	642.2	657.0	611.3	512.6	415.0	331.2	304.2
12-13	256.4	323.7	379.2	463.1	518.7	563.6	573.6	528.0	437.7	347.5	270.6	245.8
13-14	173.9	230.7	292.2	365.9	418.8	456.7	459.8	414.7	334.8	253.8	185.8	163.0
14-15	85.3	121.7	188.4	250.3	300.2	330.5	325.5	281.3	213.7	144.1	91.9	76.1
15-16	56.5	68.9	100.8	127.6	173.4	195.6	183.0	139.6	97.6	73.9	57.2	53.2
16-17	28.4	43.1	75.7	83.9	83.1	88.9	75.0	65.5	69.1	51.5	31.6	21.7
17-18	0.0	5.5	36.6	53.7	66.2	65.4	55.8	49.0	37.5	12.7	0.0	0.0
18-19	0.0	0.0	0.0	11.9	31.3	36.2	29.3	16.5	3.0	0.0	0.0	0.0
19-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20-21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
$E_d$	3,335.4	3,752.5	4,250.7	4,636.3	5,044.8	5,421.3	5,522.2	5,218.4	4,606.7	3,850.3	3,305.3	3,178.1
$E_m$	103,400	105,070	131,770	139,090	156,390	162,640	171,190	161,770	138,200	119,360	99,160	98,520

Tabla 15. Generación horaria en Wh / kWp para cada día típico. Sur. Elaboración propia.

En referencia a la tabla anterior, se muestran los resultados de generación obtenidos para la orientación Sur, en el caso del resto de las orientaciones, se incluyen los resultados obtenidos en el Anexo A. Cabe destacar, que se observa un incremento de la generación especialmente en los meses de verano como era de esperar, esto es debido a que la irradiación es mayor, así como el periodo de exposición de las placas al sol es mucho más prolongado que en meses de invierno por el aumento de horas diurnas. Los resultados de generación obtenidos para Ceuta son muy parecidos a los datos de partida, correspondientes a la ciudad de Cádiz, debido principalmente a la proximidad geográfica.

Las dos últimas filas de la tabla recogen los datos de generación media,  $E_d$  se corresponde con el valor total de producción en el día, mientras que  $E_m$  hace referencia al valor mensual, expresados en Wh.

A partir de estos resultados, se procede a realizar la interpolación en Matlab para calcular los valores horarios correspondientes a todos los días del año. En la ilustración 19 se muestra la evolución de la generación para el mismo intervalo horario durante todos los días del año. En este caso, se evalúa el periodo 12:00 -13:00:

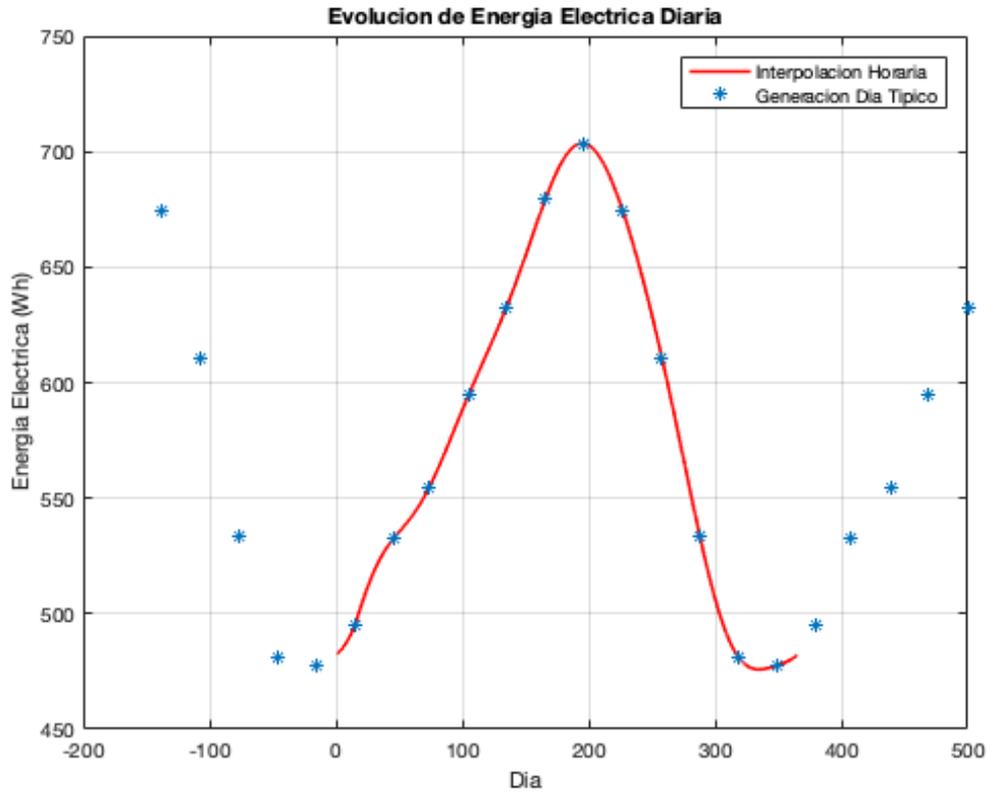


Ilustración 32. Interpolación Orientación Sur (Intervalo horario 12:00 - 13:00 h) de la energía eléctrica disponible por kWp. Elaboración propia.

Esta interpolación se ha llevado a cabo, como se ha indicado anteriormente, para las cuatro orientaciones. Así mismo, en la siguiente ilustración se muestra la energía generada por un sistema de 1 kWp de potencia para todas la misma hora de todos los días del año.

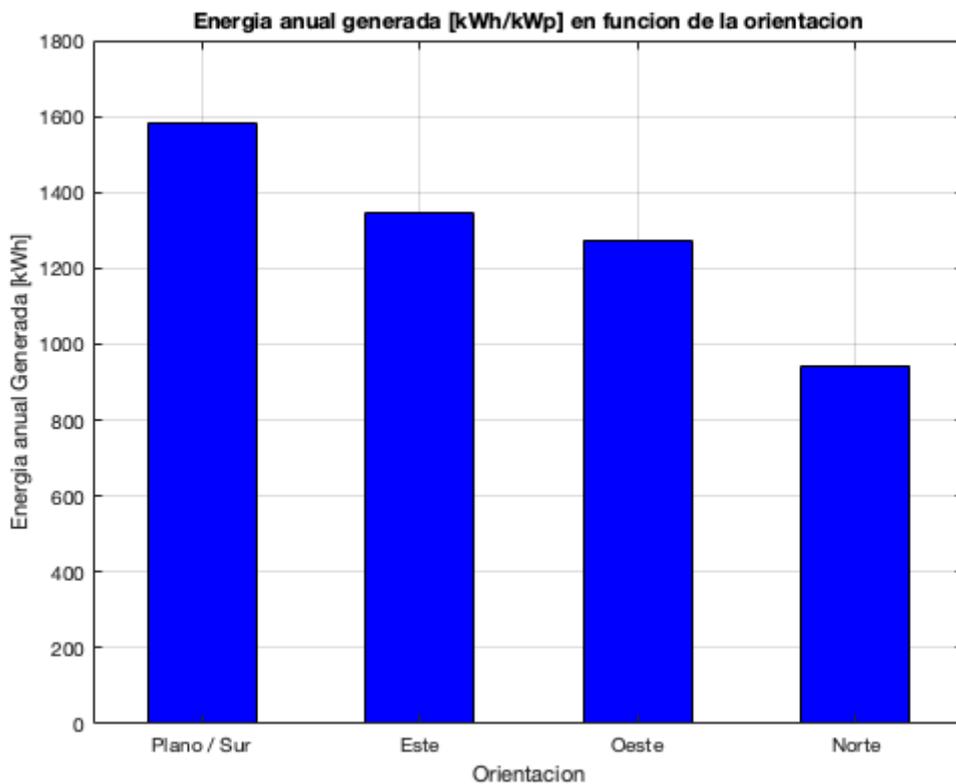


Ilustración 33. Generación anual de placa fotovoltaica por orientación. Elaboración Propia.

En la ilustración anterior, se muestra la generación anual una placa fotovoltaica con potencia 1 kWp, como puede apreciarse, la generación es máxima para aquellas placas con orientación sur, cabe recordar que aquellas que se instalen sobre tejados planos también tendrán esta orientación. En este caso, la generación total será equivalente a 1,584.53 kWh, en segundo lugar, si la instalación de las placas se realiza en dirección este, la generación anual total alcanzará los 1,344.46 kWh. En el caso del oeste, el sumatorio de energía total equivale a 1274,74 kWh, y por último el mínimo de obtención de energía se alcanzaría en dirección norte, llegando a un valor de 942.29 kWh.

Se llega a la conclusión, de acuerdo a los resultados anteriores, que se deberá priorizar la instalación de paneles en las direcciones sur y este. En el siguiente apartado se procerá a calcular la energía horaria total en cada orientación a partir de la configuración óptima de paneles.

#### 4.3.2.2 Configuración Óptima de Paneles y Energía Horaria Total

En primer lugar, será necesario determinar el número de paneles óptimo por unidad de superficie. De acuerdo a la elevación solar en la ciudad de Ceuta, es posible determinar el número de paneles óptimo en una superficie determinada haciendo uso del algoritmo planteado por [45]. Haciendo uso del algoritmo, se define en primer lugar la geometría del panel fotovoltaico (1.558 m de largo y 1.046 m de ancho). Así mismo, de acuerdo a los indicado en capítulos anteriores, se muestra en la ilustración 16 el resultado de la interpolación polinómica realizada para todos los días del año. Este resultado se obtiene a partir de los días 21 del mes:

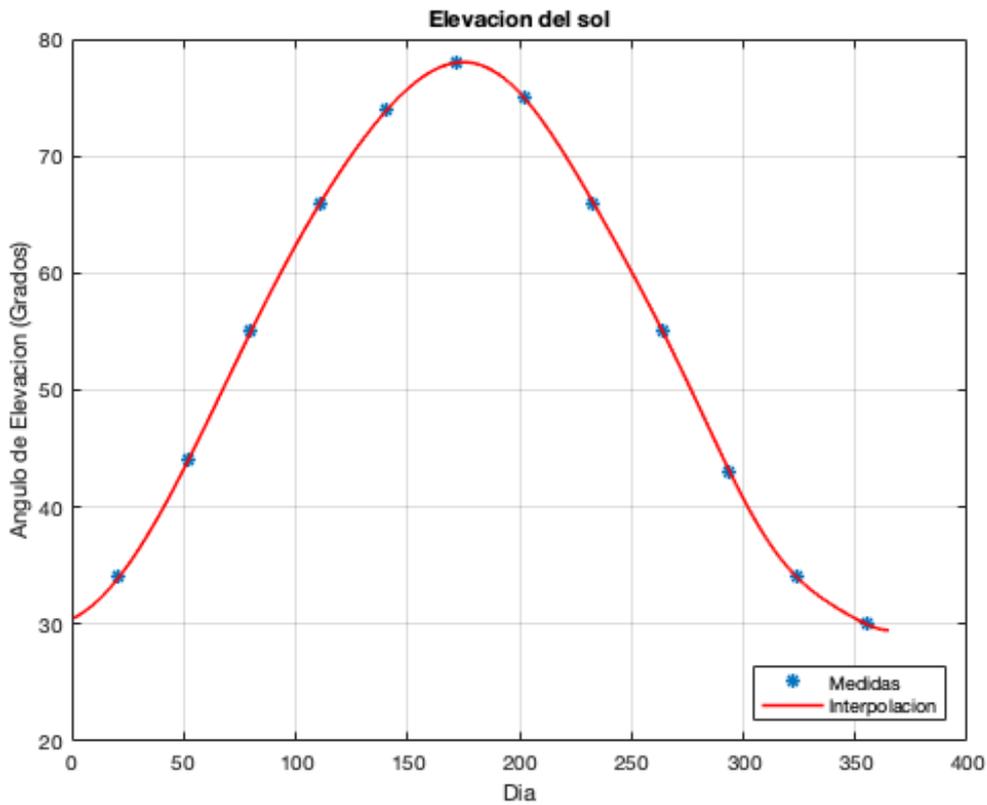


Ilustración 34. Elevación anual del sol. Medidas vs Interpolación. Elaboración propia.

Al ejecutar el código para esta geometría, se obtiene que la distancia óptima de separación de los paneles será equivalente a  $d_{opt} = 0.4 m$ . En la siguiente ilustración se muestra la energía generada en función de la separación de las placas considerando 1 fila con 9 paneles en cada una, el resultado anterior se obtiene de considerar una distancia horizontal entre ellos de 5 cm y que la anchura del panel es de 1.046 m.

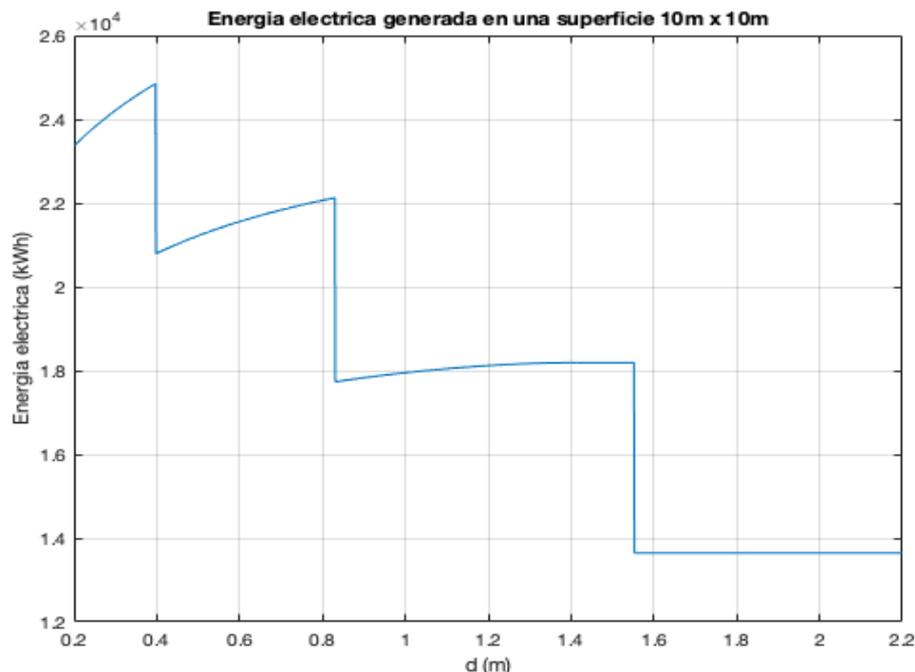


Ilustración 35. Energía generada en función de la distancia de separación en superficie 10x10 m<sup>2</sup>.

De lo anterior, se obtiene que, para una inclinación de 31°, en una superficie considerada de 10x10 m<sup>2</sup>, será necesario disponer de 6 filas de paneles para que la generación sea óptima, lo que constituye un total de 54 paneles de acuerdo a lo anterior. La energía máxima de acuerdo a la configuración, será equivalente a 24.848 MWh considerando los efectos de sombra. Cabe destacar que, en base a los resultados anteriores, se estima que el porcentaje de utilización de las placas es del 89 %, debido a las sombras generadas por la propia configuración, por lo que, sin considerar este efecto, la generación máxima sería de 27.970 MWh, lo que implicaría que las pérdidas ocasionadas por la sombra serán:

$$\% \text{ pérdidas} = \frac{E_{total_{sinsombra}} - E_{total_{consombra}}}{E_{total_{sinsombra}}} \times 100 = \frac{27.970 - 24.848}{27.970} = 11.16 \%$$

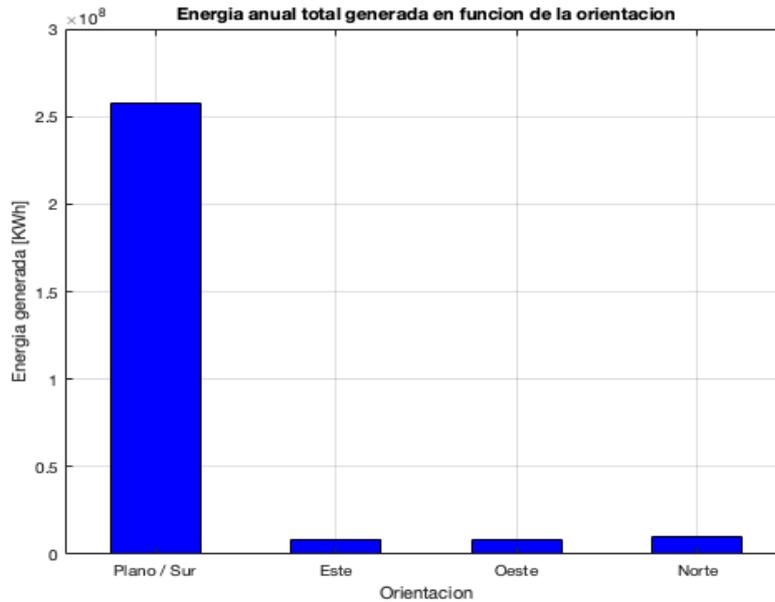
La disposición de los paneles considerada es vertical, el trabajo del autor en el que se basa este apartado, ya evaluó la posibilidad de disponer los paneles de forma horizontal, llegando a la conclusión de que la distancia de separación necesaria para instalar el mismo número de paneles es insuficiente si se pretende realizar tareas de instalación y mantenimiento entre paneles.

#### 4.3.2.3 Energía Horaria Total

De acuerdo a los resultados de área total disponible en base a la orientación, y de la configuración óptima de paneles por unidad de superficie, se obtiene que la generación total equivale a 283,729.396 MWh, esto significaría satisfacer aproximadamente 1,5 veces la demanda actual en la ciudad de Ceuta.

Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, la generación en función a la orientación no es la misma, ya que depende tanto del área disponible para cada una de ellas, como de la generación de cada sistema en dicha orientación.

En la siguiente ilustración, se muestra la generación total que se obtendrá en función de la orientación. Se puede observar claramente como la mayor parte de la energía generada viene de placas fotovoltaicas orientadas hacia el sur:



La energía generada en la orientación sur será equivalente a 257,771.798 MWh, lo que representa el 90.78 % del total. Por otra parte, la aportación en el resto de direcciones es escasa, resultando 7,908.097 MWh en dirección oeste, 8,584.940 MWh en dirección este y 9,668.2987 MWh en dirección norte.

De los resultados de generación horaria obtenidos para todo el año, el 5 de julio será el día de mayor generación, llegándose a alcanzar los 1,022.110 MWh, mientras que el día de menor generación será el 22 de diciembre alcanzando los 544.818 MWh de generación, lo que era de esperar debido a la mayor irradiación en verano que en invierno.

Para concluir este capítulo, se muestra a continuación la curva comparativa de generación horaria entre ambos días, de este modo, también se puede ver la evolución de la misma para un día cualquiera:

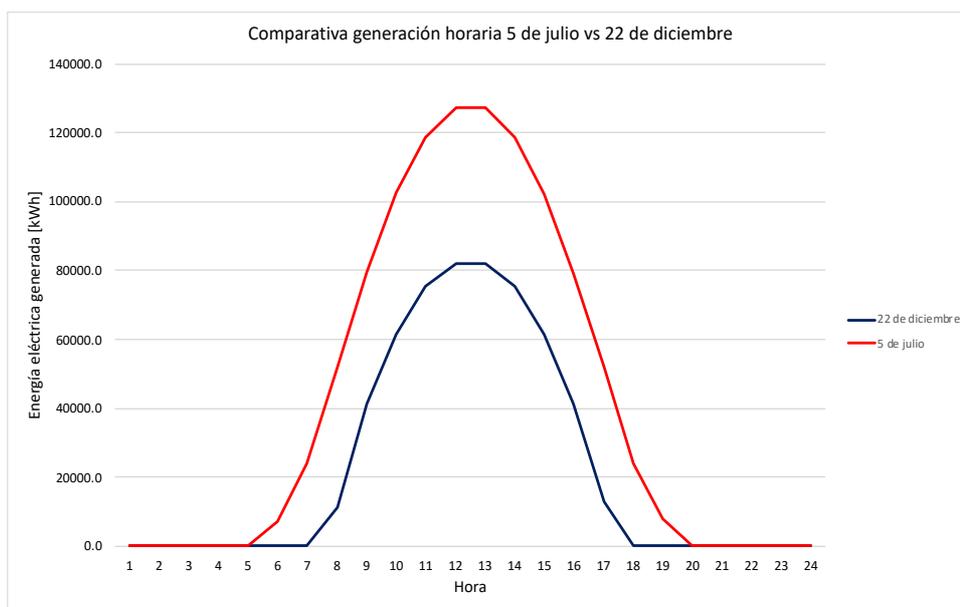


Tabla 16. Días de mayor y menor generación eléctrica fotovoltaica. Elaboración Propia.

Se puede observar como el pico de generación en verano es mucho mayor que en invierno alcanzándose entre las 12:00h y las 13:00h, así mismo, la producción comienza antes y concluye después, debido al aumento de horas diurnas durante estos meses.

## 5 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

Este capítulo se centrará en la estimación de la demanda eléctrica en Ceuta. El escenario que se plantea contemplará, no solo el cálculo de la demanda actual, sino también la penetración, cada vez mayor, de vehículos eléctricos en la ciudad, a partir de la hipótesis de electrificación total del parque de vehículos, siguiendo la metodología propuesta por [50].

Para ello se estimará el consumo total de la potencial flota eléctrica. Se tomarán como punto de partida los datos de una serie de muestras de vehículos eléctricos del mercado, así como de la distancia media recorrida anualmente. Una vez obtenidos los resultados de la estimación de la demanda total, se analizará el impacto sobre la actual curva en base a una serie de simulaciones, obtenidas de la herramienta de simulador de recarga de vehículos eléctricos de REE, y se estará en disposición de evaluar el balance eléctrico y el grado de cobertura que se obtendría a partir de los datos de generación, obtenidos en el capítulo anterior.

### 5.1 Método

#### 5.1.1 Estimación de Demanda Actual

Los datos de la demanda actual en la ciudad se obtienen del sistema de información del operador del sistema de REE [43], de forma horaria para un periodo determinado, de este modo, se procederá a extraer la información correspondiente al año 2020.

Seguidamente, se evaluará la demanda eléctrica anual, mensual, diaria y horaria, analizando en este último caso la curva resultante e identificando las franjas horarias de mayor y menor consumo.

#### 5.1.2 Estimación de Demanda EV

El escenario que se plantea corresponde con el que resulta de electrificar, parcial o totalmente, el parque de vehículos de la ciudad, a partir de la metodología propuesta por [45]. El objetivo de este estudio se fundamenta en estimar el consumo eléctrico resultante de electrificar todos los vehículos registrados en España, excluyendo el territorio canario y balear, así como los territorios insulares.

El análisis pretende realizar una muestra de los modelos más recientes de vehículos eléctricos en el mercado, tomando como referencia el consumo específico por km y la distancia anualmente recorrida para, de este modo, evaluar el impacto que tendría en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, así como la influencia que la penetración del EV tendría en la red y en la curva de demanda eléctrica.

##### 5.1.2.1 Cálculo demanda total EV

La metodología propuesta consiste en primer lugar en determinar el número de vehículos en la región, en este caso Ceuta, y establecer seguidamente la clasificación según sean coches, camiones, autobuses, motocicletas, furgonetas y scooters. Para ello se hará uso de la información disponible en la página web de la Dirección General de Tráfico (DGT) 17/06/2022 12:44:00 donde es posible visualizar el número de vehículos de cada tipo.

Si bien cabe destacar, solo serán objeto de estudio aquellos vehículos que pueden moverse libremente, esto es, descartando aquellos como el tren, que pudieran disponer de una infraestructura eléctrica propia, capaz de proveer de energía eléctrica en la propia ruta. En este sentido, solo los vehículos convencionales serán considerados, excluyendo vehículos no motorizados o maquinaria pesada debido a la incertidumbre referente a qué vehículos serán electrificados en las próximas décadas. La información obtenida de la DGT hace referencia a todas las provincias y comunidades, por lo que, en el caso de aplica, este estudio se centrará en los datos referentes a la ciudad de Ceuta.

Una vez hecha la clasificación, será necesario calcular la demanda eléctrica total que implicaría la electrificación, analizar posteriormente el impacto sobre la actual curva de demanda diaria y ver de que modo, la alternativa renovable propuesta en el presente trabajo, garantizaría la cobertura energética en este escenario.

Para proceder con el análisis será necesario estimar el consumo medio eléctrico de cada uno de estos vehículos por km, así como la distancia media recorrida anualmente por cada tipo de vehículo. Como se ha indicado anteriormente, se tomarán los datos ya calculados por el autor. En referencia al consumo, se toma una serie de muestras de distintos modelos eléctricos actualmente en el mercado automovilístico. Se tomará como referencia la media aritmética de los valores anteriores para cada tipo. En el caso de los datos de distancia media anual recorrida, la información se obtiene en primer lugar, del Instituto Nacional de Estadística (INE) [51] y de distintas agencias de transporte y departamentos gubernamentales o ministeriales.

En el caso de Ceuta, cabe destacar que se trata de una ciudad insular situada en el continente africano. El tratamiento de los desplazamientos es distinto al caso peninsular, ya que la distancia recorrida dependerá de si el uso del vehículo en cuestión se destina a circulación interna en la propia ciudad, o si por el contrario se utiliza para viajes que impliquen cruzar la frontera con Marruecos. En este sentido, se considerará que el 50 % de los vehículos pertenecerá a lo que se denominará “Flota Interna” y el otro 50 % a “Flota Externa”. A partir de esta hipótesis, se considera que serán solamente electrificados los primeros, debido principalmente a las largas distancias recorridas por los segundos, así como la imposibilidad de disponer de puntos de recarga eléctrica en trayectos que impliquen cruzar la frontera. En consecuencia, este factor solamente se aplicará a tipos de vehículos con cilindrada y capacidad para realizar este tipo de viajes, esto es, coches y furgonetas. En el caso de los camiones, se excluirá de la flota interna de acuerdo a la hipótesis anteriormente expuesta, ya que necesariamente realizarán desplazamientos internacionales.

Por otra parte, en cuanto a la distancia media recorrida por cada uno de los tipos de vehículos, se partirá de los datos de distancia recorrida anualmente en la península que toma como referencia [50]. La hipótesis considerada en este caso es que, debido a la limitación de espacio, es razonable suponer que la distancia recorrida es la mitad de la media peninsular para cada una de las distintas clasificaciones a excepción de los scooters y motocicletas.

Para comparar distintos tipos de vehículos y flotas, de modo que se simplifiquen los cálculos, el autor define la variable Vehículo – Eléctrico Equivalente (EV), utilizando como valor de referencia el correspondiente al vehículo de tipo turismo:

$$\text{Equivalent Electro Vehicle EV} \left( \frac{MWh}{\text{año}} \right) = \text{Consumo} \left( \frac{MWh}{100km} \right) \cdot \text{Distancia Media Anual} \left( \frac{km}{\text{año}} \right)$$

De este modo, 1 turismo tendrá asociado un valor  $EV_{eq}$  de consumo anual lo que permitirá la comparación con otras flotas equivalentes de vehículos. La variable permitirá también identificar, en un único parámetro, el consumo asociado a la flota equivalente total. Este cálculo se realizará para las distintas clasificaciones de vehículos, de modo que se puede estimar el consumo total anual que implicaría electrificar toda la flota.

### 5.1.2.2 Influencia EV – Curva de demanda eléctrica

Cabe destacar que la penetración de vehículos eléctricos actualmente es escasa, por lo tanto, se desconoce como reaccionarán los consumidores y como afectará esto a la curva de demanda diaria. Es razonable pensar que los usuarios cargarán sus respectivos vehículos cuando el precio de la energía sea más bajo, sin embargo, se estima que los horarios de carga para uso de vehículos particulares sean distintos que aquellos de uso comercial o económico.

Para estimar el impacto que el coche eléctrico tendrá sobre la demanda, se ha utilizado el Simulador de Recarga del Vehículo Eléctrico disponible en la web de Red Eléctrica de España (<https://www.ree.es/sites/all/SimuladorVE/>).

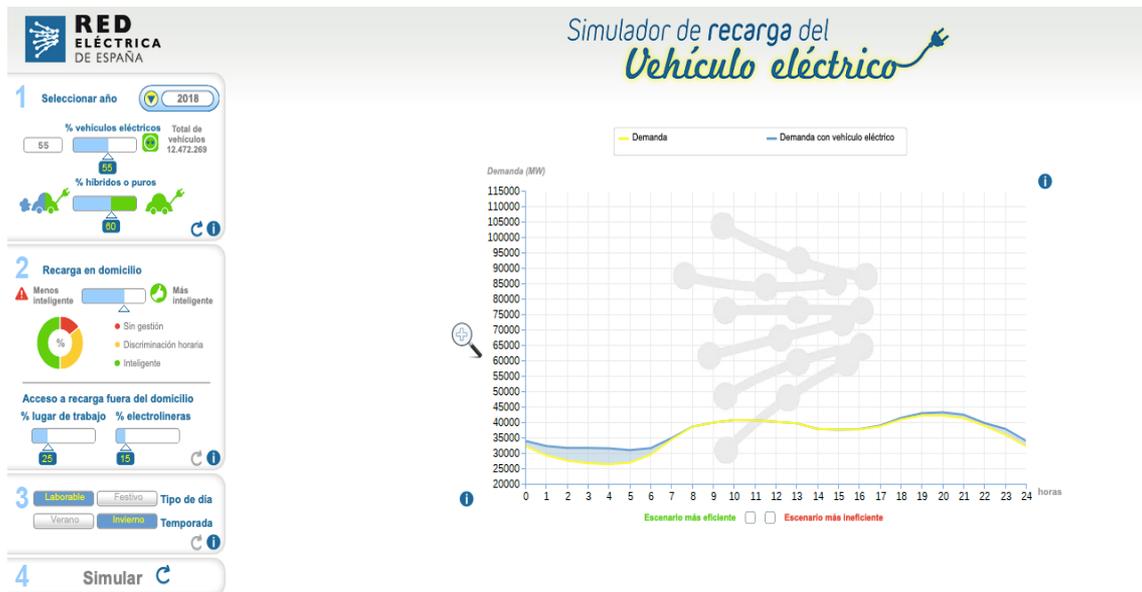


Ilustración 36. Interfaz Simulador de recarga de vehículo eléctrico.

Como se puede observar, la herramienta permite simular los distintos escenarios, evaluando el impacto sobre la curva de la demanda en función de:

- **Año:** Periodo temporal para el que se toman los datos, en este caso 2020.
- **Porcentaje del total de vehículos eléctrico:** Mediante este parámetro se identifica el total de vehículos que se consideran que van a ser enchufables en un escenario determinado.
- **Porcentaje de vehículos híbridos o eléctricos puros:** Permite diferenciar vehículos de carácter híbrido y vehículos eléctricos puros.
- **Nivel de inteligencia de la carga doméstica:**
  - Sin gestión: el usuario no cuenta con sistemas de optimización de la recarga.
  - Discriminación horaria: el vehículo se cargará durante aquellas horas en las que la electricidad es más barata.
  - Inteligente: existe comunicación entre el vehículo y la red. Se tienen en cuenta las necesidades del sistema y de los usuarios.
- **Acceso a recarga en el lugar de trabajo y en electrolinerías.**
- **Tipo de día y temporada**

Se evaluarán distintos escenarios, de acuerdo al nivel de penetración del vehículo eléctrico y del tipo de día, ya sea laborable / festivo, verano / invierno. Tomamos como datos la simulación de la herramienta para los distintos de días tipo y se replica esta información para todos los días del año en función del día en cuestión. Como se puede observar en la Ilustración 20, se visualizan dos curvas, la correspondiente a la demanda de un día típico en la península, y la curva que resultaría considerar la influencia del vehículo eléctrico.

Con el objetivo de determinar el impacto sobre la curva de la demanda actual en Ceuta, se registran los datos de sendas curvas en Excel. La diferencia entre ambas para cada hora, proporcionará, única y exclusivamente, la generación EV horaria para cada día tipo.

Posteriormente, se creará un vector de 8760 componentes, correspondientes a todas las horas del año, que incluya la diferencia de los valores horarios de demanda previamente calculados. Dado que la herramienta solo hace distinción entre días tipo invierno y verano, se hace la hipótesis de que la influencia de la demanda EV para días tipo laboral/festivo verano se extiende desde el 15 de abril hasta el 15 de octubre, mientras que en el caso de días tipo laboral/festivo invierno se extiende desde el 15 de octubre hasta el 15 de abril. Por otra parte, cabe destacar que solo se considerarán días festivos los fines de semana, esto es, sin incluir fiestas locales o nacionales y

considerando el resto de días como laborables.

Una vez calculado el vector se procede a normalizarlo respecto al sumatorio de demanda EV total. De este modo, el vector resultante permite ponderar el impacto horario de la demanda generada por la penetración del vehículo eléctrico.

En el apartado anterior se calculó el incremento de la demanda anual total que supondrá electrificar el parque de vehículos de Ceuta en base a los datos de consumo eléctrico y la distancia media recorrida por cada tipo anualmente. Multiplicando este valor por el vector previamente calculado, se obtendrá como resultado una estimación de la distribución horaria que implicaría la electrificación total de la flota en la ciudad de Ceuta.

Este resultado se sumará, componente a componente, a la demanda actual en Ceuta, obtenida en el primer apartado de este capítulo, de modo que resultará la demanda horaria total en la ciudad, así como el impacto que la penetración del vehículo eléctrico puede tener sobre la curva de la demanda en función de cada día tipo, concluyendo así la estimación de la demanda total.

## 5.2 Datos

En esta sección se procede a mostrar los datos utilizados para la aplicación de la metodología expuesta en el apartado anterior con el objetivo de estimar tanto la demanda actual en la ciudad de Ceuta, como la demanda generada en el escenario de electrificar completamente el parque de vehículos actual. En primer lugar, se referenciarán los datos para estimar la demanda actual y, por otra parte, siguiendo el esquema del capítulo anterior, se procederá a indicar los datos utilizados para el cálculo de la demanda EV.

### 5.2.1 Estimación de Demanda Actual

De acuerdo a los datos de Red Eléctrica Española (REE), la demanda energética en el año 2020 se situó en 198.177 GWh. La evolución de la demanda mensual se muestra en la siguiente gráfica:

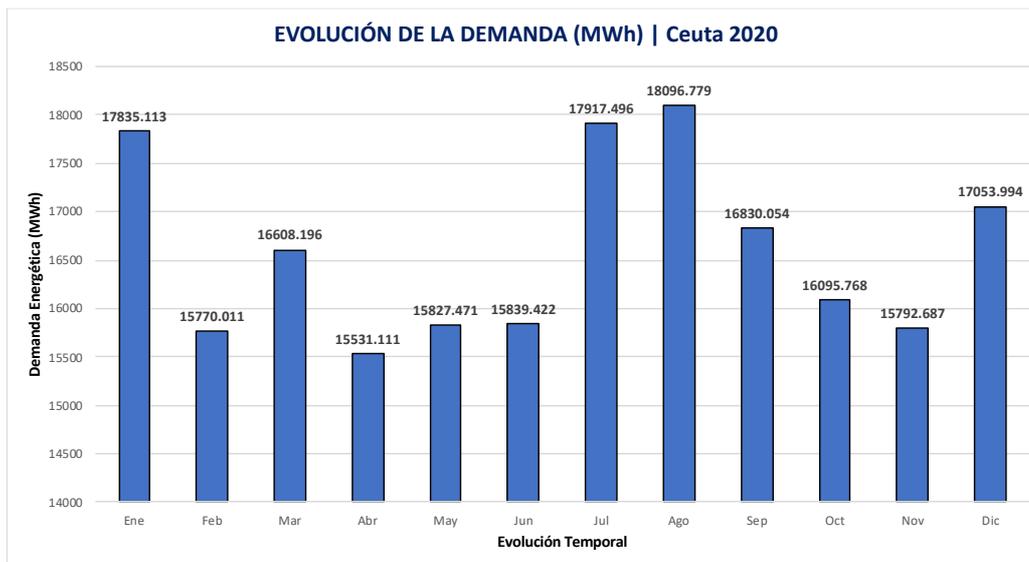


Ilustración 37. Evolución Demanda mensual. Elaboración Propia. Fuente REE.

Cabe destacar que se muestra un incremento de la demanda en aquellos meses con carácter estacional de invierno y verano, siendo agosto el mes de mayor consumo. Se aprecia un ligero descenso en los meses posteriores, hasta la llegada del invierno y el correspondiente incremento de la demanda en los meses de diciembre y enero. Del mismo modo, se procede a mostrar la demanda horaria resultante de calcular el promedio para todas las horas del año:

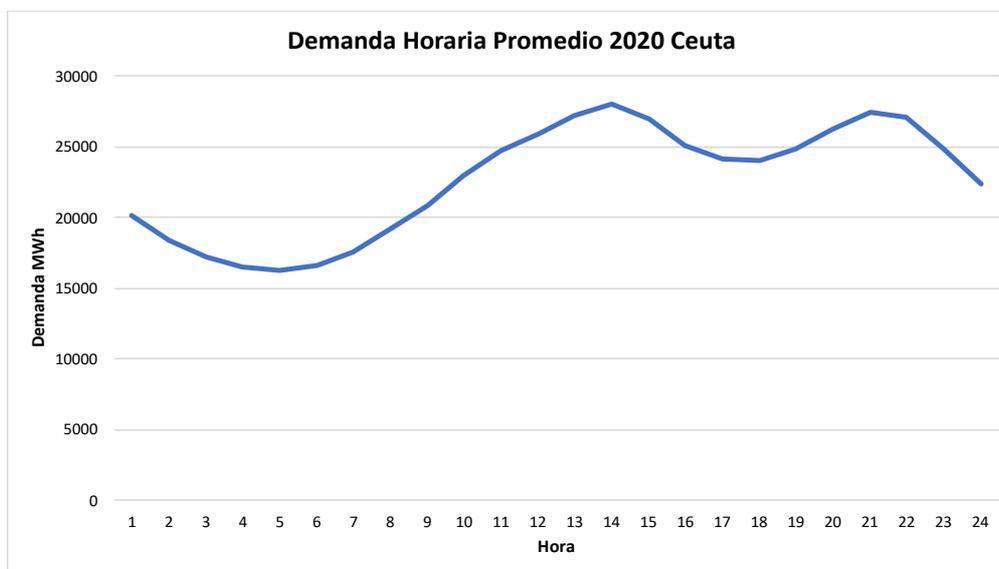


Ilustración 38. Demanda horaria Promedio 2020 Ceuta. Elaboración Propia. Fuente REE.

En la ilustración anterior se muestra la evolución de la demanda promedio con los datos del año 2020. Se puede observar que los picos de consumo máximo se producen en torno a las 14:00 h y las 21:00 h, en consonancia con los horarios de trabajo, actividad industrial y usos domésticos habituales. El periodo de mínimo consumo se produce como era de esperar por la noche, descendiendo la demanda a partir de las 22:00h y llegando al mínimo en torno a las 6:00h a.m.

De acuerdo con estos datos, el día de mayor demanda durante el año 2020 se corresponde con el 25 de agosto, llegando a alcanzar los 634,454.0 kWh, mientras que el día de mínima demanda se corresponde con el 14 de junio, 462,103.0 kWh. Por otra parte, el pico de demanda máxima se alcanza el día 21 de enero a las 21:00 h, hasta un valor de 33,787.0 kWh mientras que el 27/11/2020 se produjo el momento en que la demanda fue mínima, en torno a las 5:00 h de la mañana, bajando hasta los 11,795.0 kWh.

## 5.2.2 Estimación Demanda EV

### 5.2.2.1 Cálculo demanda total EV

En este apartado, se procede a mostrar los datos utilizados para el cálculo de la demanda generada en el escenario de que el 100 % de la flota de vehículos sea eléctrica. Cabe destacar de nuevo que estos datos se han tomado del capítulo “Forecast of EV Derived Electrical Demand. The Spanish Case” de [50], aunque si bien es cierto que este análisis excluye Canarias, Baleares y las ciudades insulares, por lo que algunos datos serán modificados de acuerdo a la especificación.

El parque de vehículos español cuenta con 33.7 millones de vehículos registrados, de los cuales 2.8 millones pertenecen a los territorios excluidos en el estudio anterior. El 98.2 % no está catalogado con etiqueta 0 emisiones o ECO, por lo tanto, se puede concluir que la penetración de vehículos eléctricos o híbridos en el parque de vehículos español es muy escasa. Según la DGT, el parque de vehículos de la ciudad de Ceuta contabiliza 63,182 vehículos, que se enmarcan dentro de la clasificación expuesta en el capítulo anterior como se muestra en la siguiente tabla:

Ciudad	Turismos	Furgonetas	Autobuses	Motocicletas	Scooters	Camiones
Ceuta	42,028	5,101	59	10,211	3,420	2,363

Tabla 17. Parque de Vehículos de Ceuta. Fuente: DGT Tabla Estadística del Parque de Vehículos.

Como puede observarse en la tabla anterior, la mayor parte de la flota de vehículos en la ciudad de Ceuta está compuesta principalmente por turismos y por motocicletas. Del total de motocicletas 13,631, cabe destacar que 3420 tienen una cilindrada inferior a 125 cc al ser scooters, por lo consumo específico para este tipo de vehículos será diferente.

En relación a los parámetros necesarios para el cálculo de la estimación de la demanda EV, serán dos principalmente, el consumo eléctrico que se mide en kWh/100 km y se define como el indicador que representa la energía necesaria para alcanzar una distancia definida, y la distancia media recorrida anualmente.

Cabe destacar, como se ha indicado anteriormente, que se van a utilizar los datos previamente calculados por [50]. Sin embargo, para el caso de la distancia media anual recorrida, es necesario aplicar las hipótesis expuestas en el método, debido principalmente al carácter insular de la ciudad de Ceuta que implica una restricción en los desplazamientos y considerar que no se podrá electrificar parte de la flota como se indicaba en el apartado anterior.

En la siguiente tabla se muestran los datos de consumo y distancia recorrida anual que se utilizarán para estimar la demanda que supondría considerar 100 % de la flota de vehículos en Ceuta eléctricos.

	<b>Turismo</b>	<b>Furgoneta</b>	<b>Autobus</b>	<b>Motocicleta</b>	<b>Scooters</b>	<b>Camiones</b>
Distancia Media anual recorrida (km/año)	12,000	19,500	55,000	11,000	11,000	100,000
Consumo específico (kWh / 100km)	16.20	22.61	144.91	7.55	3.14	96.90

Tabla 18. Consumo Específico & Distancia Media anual recorrida. Fuente [50].

### 5.2.2.2 Influencia EV – Curva de demanda eléctrica

En este apartado se procede a mostrar los datos utilizados para estimar el impacto de la demanda EV en la actual curva. Se han fijado los siguientes parámetros para la obtención de los mismos:

- **Año:** 2020
- **Porcentaje del total de vehículos eléctrico:** Se considera la electrificación total de la flota, esto es, el 100 % de penetración.
- **Porcentaje de vehículos híbridos o eléctricos puros:** Se considerará que todos los vehículos serán eléctricos, por lo tanto, se fija igualmente este parámetro al 100 % eléctrico puro.
- **Nivel de inteligencia de la carga doméstica:** Para definir un escenario más realista, se considerará que existen inteligencia en, al menos el 70 % de las recargas.
  - Sin gestión: 30 %
  - Discriminación horaria: 40 %
  - Inteligente: 30 %
- **Acceso a recarga en el lugar de trabajo y en electrolinerías:** Se considerará el 50 % de acceso a recarga tanto en el lugar de trabajo como en electrolinerías.
- **Tipo de día y temporada:** Se tomará una muestra de las cuatro configuraciones posibles, esto es, laborable / verano, festivo / verano, laborable / invierno, festivo / invierno.

De este modo, para un día típico, se muestran en la siguiente tabla los datos que arroja el simulador para un día laborable en verano, reflejando la segunda columna la demanda total, la tercera muestra la demanda actual, y la última, el resultado de considerar única y exclusivamente el vehículo eléctrico:

• **Laborable Verano:**

<b>HORA</b>	<b>EV + Dem. actual [MWh]</b>	<b>Dem. actual [MWh]</b>	<b>EV</b>
0-1	59888	36421	23467
1-2	67497	33719	33778
2-3	59028	31950	27078
3-4	54550	31124	23426
4-5	54343	30795	23548
5-6	52865	31088	21777
6-7	50687	33162	17525
7-8	45975	36029	9946
8-9	42639	40003	2636
9-10	43246	43246	0
10-11	45648	45648	0
11-12	46455	46455	0
12-13	47403	47403	0
13-14	47763	47763	0
14-15	46084	46084	0
15-16	45410	45410	0
16-17	47329	45603	1726
17-18	52201	45824	6377
18-19	56250	45014	11236
19-20	60886	44108	16778
20-21	65223	43095	22128
21-22	66844	42960	23884
22-23	62724	42795	19929
23-24	69113	39693	29420

Tabla 19. Datos demanda total EV Laborable Verano. Fuente REE. Elaboración Propia

Se muestra en el anexo B el resto de datos utilizados para los distintos días tipo considerados.

A modo de ejemplo, se muestra gráficamente la comparación entre ambas curvas, de acuerdo a los datos anteriores:

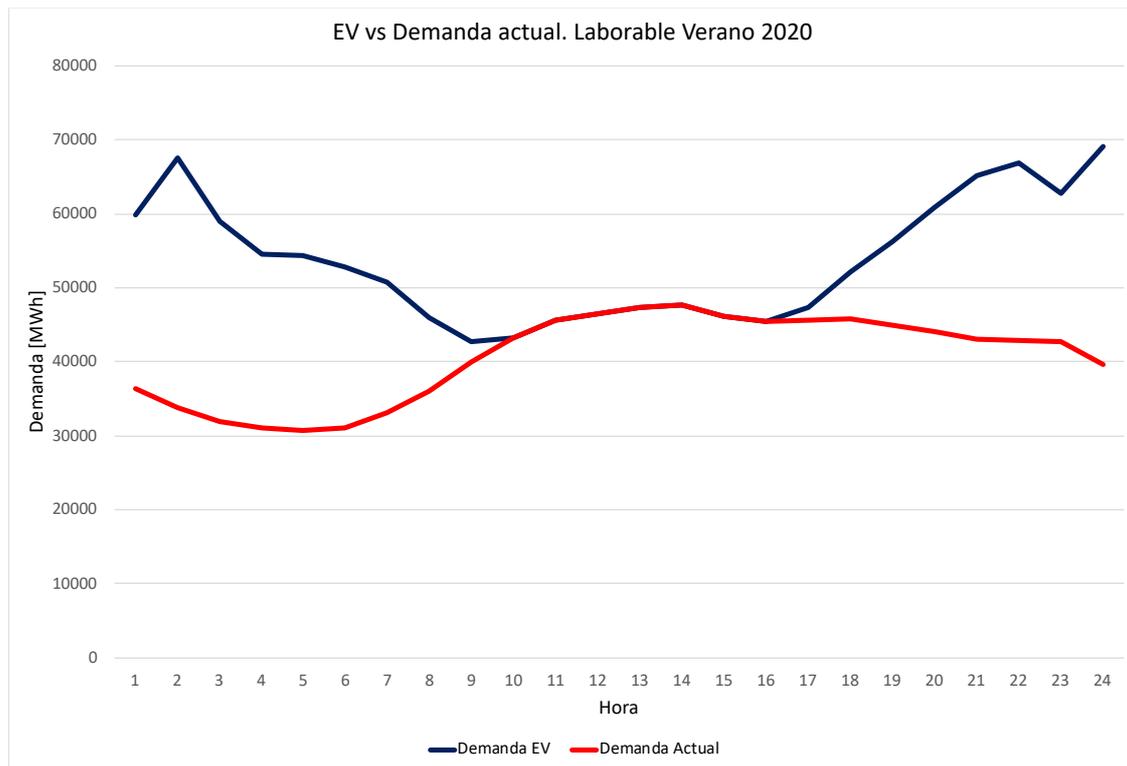


Ilustración 39. Impacto de la demanda de vehículos eléctricos en la curva de demanda actual. Laborable Verano. Fuente: REE. Elaboración propia

## 5.3 Resultados

En esta sección se procede a mostrar los resultados obtenidos a partir de los datos de la sección anterior, tras aplicar la metodología expuesta para la estimación de la demanda.

### 5.3.1 Estimación Demanda EV

#### 5.3.1.1 Cálculo demanda total EV

Como se ha indicado en el capítulo anterior, dado que la demanda actual ya es conocida según los datos obtenidos de REE, en este apartado se mostrarán los cálculos resultantes de suponer que el parque de vehículos de Ceuta sea eléctrico.

En primer lugar, será necesario calcular el valor de la variable Equivalent Electro Vehicle (EV) para un turismo en la ciudad de Ceuta. De acuerdo a los datos anteriores, se tiene que  $EV = 0.972 \text{ MWh/car/year}$ . En la siguiente tabla, se muestran los resultados de considerar las hipótesis expuestas en el método, mediante las cuales se hace una distinción entre flotas de uso interno y externo, así como la estimación de la distancia recorrida por cada tipo de flota:

	Coche	Furgoneta	Bus	Motocicletas	Scoters	Camiones
<b>Flota</b>	42028	5101	59	10211	3420	2363
<b>Flota uso interno</b>	21014	2551	59	10211	3420	0
<b>Flota uso externo</b>	21014	2551	59	10211	3420	2363
<b>Distancia Media anual recorrida (km/año) (España)</b>	12000	19500	55000	11000	11000	100000
<b>Distancia Media anual estimada (Ceuta)</b>	6000	9750	55000	11000	11000	50000
<b>Consumo específico (kWh / 100km)</b>	16.20	22.61	144.91	7.55	3.14	96.90
<b>Media Consumo anual (MWh / año)</b>	0.97	2.20	39.85	0.42	0.17	48.45
<b>Equivalent Vehicle</b>	1.00	4.54	82.00	0.85	0.36	99.69
<b>Flota Equivalente</b>	21014	11569	4838	8725	1215	0

Tabla 20. Flota Equivalente. Fuente DGT / INE. Elaboración propia

De acuerdo a la tabla anterior, con la electrificación total se tendría una flota equivalente a **47,361 EV<sub>eq</sub>**, por lo tanto, esto implicaría una demanda total de **46,034.892 MWh** anual. Esto representa un **23.16 %** de la demanda actual, equivalente a **198,728.508 MWh**, de este modo, la demanda total resultante será de **244,763.400 MWh** considerando la electrificación total del parque de vehículos eléctricos, de acuerdo a las hipótesis planteadas.

### 5.3.1.2 Influencia EV – Curva de demanda eléctrica

En este apartado, se procede a analizar el impacto en la curva de demanda horaria de los resultados anteriores.

En primer lugar, se muestra cuál sería la demanda horaria, única y exclusivamente considerando el vehículo eléctrico, en base a las ponderaciones calculadas para cada día tipo, esto es, considerando un día laborable / invierno, festivo / invierno, laborable / verano, festivo / verano, y de acuerdo a los parámetros fijados en el simulador de recarga de vehículos eléctricos de REE:

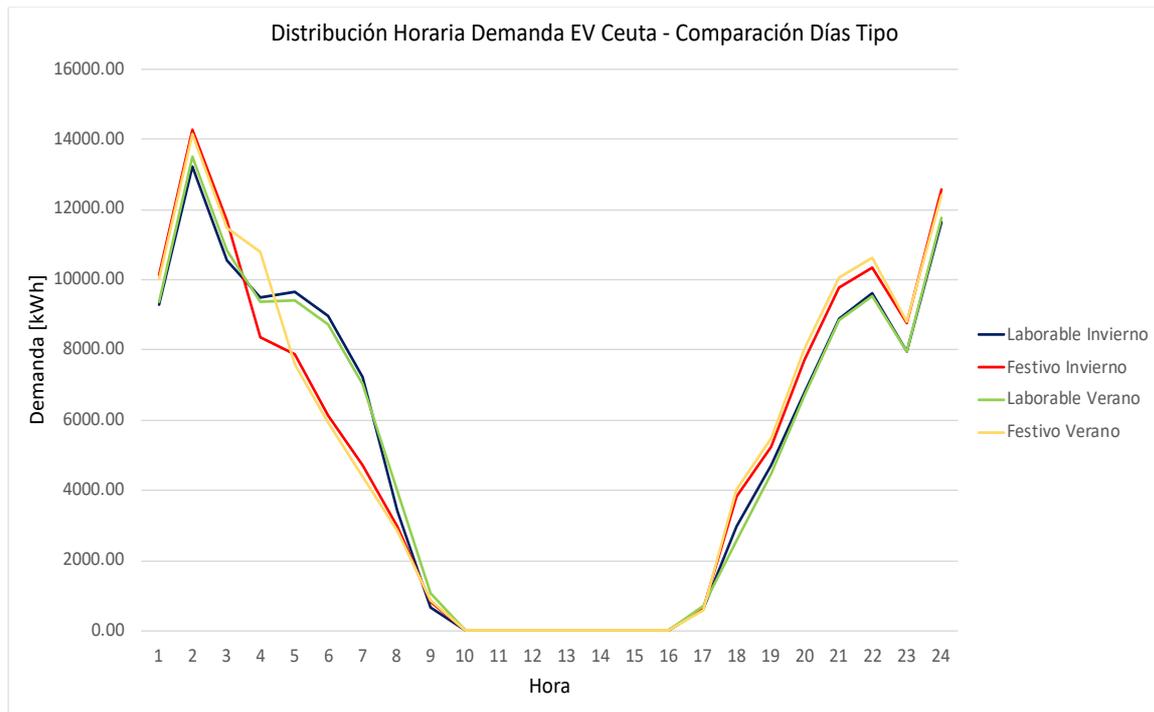


Ilustración 40. Distribución horaria de la demanda EV en Ceuta. Laborable invierno. Elaboración Propia.

En el caso de la ilustración 24, se muestra la comparación de la demanda EV total para distintos tipos de días. Cabe resaltar que, en todos los casos, la demanda EV sigue la tendencia definida en la simulación, será nula en las horas valle del día, esto es, no supondrá un incremento de la demanda actual desde las 10:00h hasta las 16:00h. Sin embargo, aumentará a partir de esta hora, alcanzándose el pico máximo en torno a las 1:00h - 2:00h am para todas las curvas de demanda.

Existe una gran similitud entre las curvas y la tendencia de las mismas, sin embargo, cabe destacar que existe un incremento de la demanda EV en torno a las 6:00 h a.m. en el caso de días laborables, tanto en invierno como en verano, para posteriormente descender. Este incremento puede estar directamente relacionado con el comienzo de la jornada laboral y la posibilidad de acceso a recarga en los lugares de trabajo. En el caso de días festivos, ya sean de carácter veraniego o invernal, no existe tal desviación de la curva, siendo la demanda decreciente durante las horas de madrugada.

Para aquellos días de carácter laborable / invierno la demanda total se situará en **125,678.4 kWh**, alcanzándose el pico máximo de demanda en torno a las 1:00 h - 2:00 h am, equivalente a **13,211.10 kWh**. En el caso de días de tipo festivo / invierno la demanda total se situará en **125,888.3 kWh**, y el valor máximo alcanza **14,281.07 kWh**.

Por otra parte, en verano, la demanda de días laborables se sitúa en torno a **125,813.1 kWh**, con un valor pico de la demanda equivalente a **13,505.78 kWh**, mientras que, en el caso de días festivos, la demanda total será de **128,252.5 kWh** y el máximo equivalente a **14,133.13 kWh**. De lo anterior, se tiene que el día de mayor demanda EV será del tipo festivo / verano.

Con estos resultados, se está en disposición de calcular la demanda horaria total, resultante de considerar la electrificación completa del parque de vehículos en la ciudad de Ceuta. En las siguientes ilustraciones, se muestra la comparativa para cuatro días tipo del año, considerando la influencia de la demanda de vehículos eléctricos sobre la curva de demanda actual:

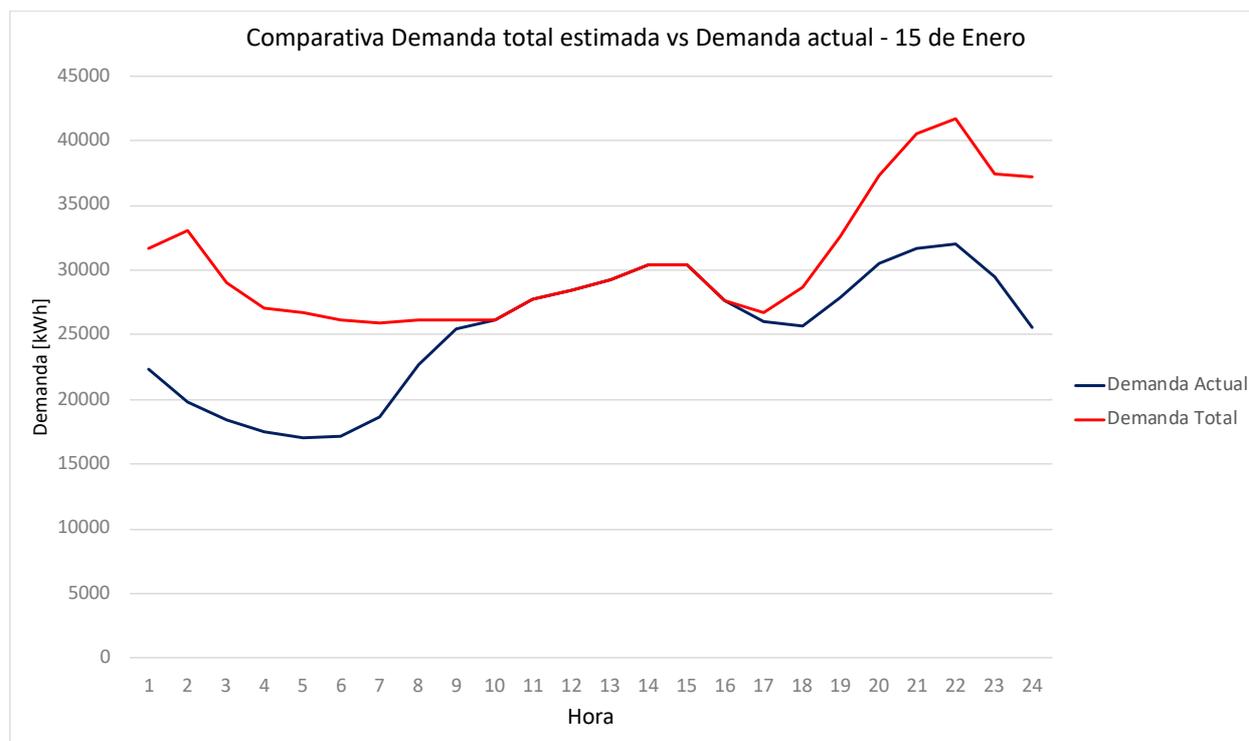


Ilustración 41. Demanda total EV vs demanda actual. 15 de enero. Laborable Invierno. Elaboración propia.



## 6 ANÁLISIS DEL BALANCE ELÉCTRICO Y ALMACENAMIENTO

En este capítulo, se procede a calcular el balance eléctrico a partir de los datos de generación y demanda horaria calculados en los apartados anteriores. Así mismo, este capítulo constará de dos apartados principales, en primer lugar, realizar el balance eléctrico consumo producción de la ciudad de Ceuta y, en segundo lugar, definir el almacenamiento necesario para garantizar la cobertura de aquellas horas y días donde exista déficit energético, de acuerdo al modelo planteado.

### 6.1 Método

#### 6.1.1 Balance de Energía Eléctrica.

A partir de los resultados obtenidos en los apartados anteriores, se está en disposición de realizar el balance energético. En este caso, se evaluará directamente la producción y el consumo de energía eléctrica, considerando la penetración de la flota de vehículos eléctricos en su totalidad.

La evaluación anual nos indica si el potencial energético disponible en la ciudad considerando la energía eléctrica obtenida a través de la instalación de paneles solares fotovoltaicos en la superficie disponible analizada, es suficiente para satisfacer las condiciones de consumo de la población. A partir de esta evaluación se obtiene el excedente generado por la producción anual con respecto a la demanda actual.

De este modo, se puede realizar también un balance general que permita definir la energía total producida por la superficie correspondiente a cada orientación por separado, y evaluar de este modo si es necesario utilizar configuraciones de panel en orientaciones con rendimientos inferiores.

Sin embargo, cabe destacar que el balance anual no permite determinar aquellos periodos del año en los que se produce un déficit eléctrico, de este modo calcular el balance eléctrico diario nos permitirá determinar aquellos periodos estacionales en los que la generación a través de paneles fotovoltaicos sea insuficiente para satisfacer la demanda diaria.

La evaluación diaria, a pesar de reflejar el análisis global de producción consumo a lo largo del año, no permite diferenciar los intervalos en los que se produce un exceso de generación eléctrica con aquellos en los que los sistemas no son capaces de abastecer la demanda durante el día.

Se realiza entonces el balance horario para todo el año a partir de los valores de generación y demanda horaria calculados en los apartados anteriores. Con esta comparación se definen los intervalos en los que la producción no satisface la demanda necesaria y se establecen aquellos momentos en los que es necesario un sistema de almacenamiento adicional que permite importar energía desde aquellos momentos en los que existe sobreproducción.

Esta información, nos permitirá determinar aquellas horas del día donde existe déficit energético, para de este modo, realizar el dimensionamiento del sistema de almacenamiento diario, ya que de estos valores dependerá la cantidad de energía total que hay que almacenar, y se establecerá el periodo más desfavorable de abastecimiento energético, concluyendo así el balance de energía eléctrica.

Cabe resaltar, que se hará igual énfasis en garantizar la cobertura de la demanda horaria y estacional, ya que, como se mostrará en los siguientes apartados, se evaluará la posibilidad de definir dos sistemas de almacenamiento de acuerdo a los periodos de carga y descarga necesarios, según sean diario o estacional.

##### 6.1.1.1 Dimensionamiento del Sistema de Almacenamiento

En primer lugar, cabe destacar que se llevarán a cabo dos análisis para determinar, por un lado, el almacenamiento estacional necesario, y por otra parte el almacenamiento diario. De este modo en base a la tecnología de almacenamiento empleada se podrán evaluar ambos escenarios.

En referencia al dimensionamiento para el almacenamiento estacional se determinará la cantidad total de energía a almacenar, tras haber realizado el balance energético y haber determinado los tramos horarios y estacionales, en los que existe un déficit energético.

Para la identificación de aquellos periodos en los que será necesario disponer de un sistema de almacenamiento, se hará uso de un algoritmo en MATLAB, mediante el cuál se determina la cantidad de energía total que habrá que almacenar si se pretende satisfacer la demanda de todos los días del año, para ello será necesario identificar qué día, el balance energético presenta un mínimo, correspondiéndose con la jornada más desfavorable del año, y por otra parte, identificar el más favorable, que se corresponderá con el máximo global.

De igual modo a como plantea [46], el balance diario de energía nos permitirá identificar dichos máximos y mínimos, resultantes de realizar el sumatorio diario de energía excedente o deficitaria. De este modo, en función de la pendiente de la gráfica que resulta, se puede definir el periodo en el que es necesario el suministro de energía por parte del sistema de almacenamiento y aquel en el que se realiza la carga del mismo.

Por lo tanto, el volumen máximo de energía a almacenar vendrá definido por la diferencia entre los valores máximos y mínimos, siendo el periodo comprendido entre estos aquel en el que se necesita energía almacenada y la diferencia de sus valores la cantidad de energía necesaria que hay que almacenar.

En el caso del almacenamiento diario a través del uso de baterías, será necesario evaluar un modelo en el que se pueda satisfacer la demanda restante del día cuando no exista generación por medio de paneles fotovoltaicos, para ello será necesario identificar el día en el que exista sobreproducción o balance neto igual a cero, concretamente aquel en que existe un mayor consumo de energía durante las horas en las que no hay producción.

Para evaluar la viabilidad de definir un sistema de almacenamiento estacional a través de la generación de hidrógeno verde, será necesario dimensionar la capacidad a instalar, obtenida previamente a partir de aquellos días donde el balance energético presenta máximos y mínimos. Dado que el objetivo residirá fundamentalmente en utilizar hidrógeno como sistema de almacenamiento energético para garantizar la cobertura de periodos estacionales, una vez seleccionado el sistema, se habría de dimensionar la capacidad del mismo en base al déficit total de aquellos meses donde la producción es inferior a la demanda. Sin embargo, esta propuesta escapa del alcance de este trabajo, definiendo así una línea de investigación a tratar en análisis posteriores. Se presenta aún así en el siguiente apartado, la situación actual y los distintos tipos de elementos generadores de hidrógeno que se plantean como futuros sistemas de almacenamiento.

En el Anexo A se presenta el código utilizado.

## 6.2 Datos

### 6.2.1 Clasificación de Sistemas de Almacenamiento

El almacenamiento de electricidad como desarrollo tecnológico surge en respuesta a la necesidad de sincronizar oferta y demanda de un bien que, sin dichos sistemas de acumulación, tendría que ser producido y consumido de forma instantánea. En este apartado, se procede a evaluar los distintos tipos de sistema de almacenamiento existentes, se hace uso del estudio ya realizado por [45] y [52].

Cabe destacar, sin embargo, que algunos sistemas de almacenamiento serán más apropiados que otros, en función del tiempo de almacenamiento y los ciclos de carga y descarga. En este apartado se procederá a realizar dicha evaluación, para posteriormente determinar qué sistema de almacenamiento es más apto en función de las necesidades. A continuación se hará uso del análisis que [45] realiza en su estudio:

- **Almacenamiento electroquímico (baterías secundarias):** Los sistemas basados en baterías secundarias o recargables basan su funcionamiento en conversiones electroquímicas reversibles conocidas como reacciones redox (reducción oxidación). Estas baterías están compuestas por una disposición determinada de celdas electroquímicas conectadas entre sí de acuerdo con los requerimientos de tensión y corriente deseados como dispositivo final. Dentro de esta familia de dispositivos de almacenamiento se encuentran los siguientes: baterías de plomo ácido, baterías alcalinas, baterías de sales fundidas y baterías basadas en litio.
- **Almacenamiento electroquímico (baterías de flujo):** Al igual que las baterías secundarias, basan su funcionamiento en reacciones reversibles en celda electroquímicas, sin embargo, el electrolito no se encuentra dentro de las celdas electroquímicas continuamente, sino que estas son bombeadas desde dos tanques externos a la celda.
- **Almacenamiento electroquímico (hidrógeno):** El hidrógeno, como vector energético, puede ser producido y almacenado en distintas formas, utilizado directamente como combustible, o entendido como medio para obtener otras formas de energía. El abanico de fuentes primarias de energías y procesos de obtención del hidrógeno es muy extenso y en muchos casos en vías de investigación. Este sistema de almacenamiento precisa de tecnología necesaria para su conversión posterior a electricidad a través de celdas de combustibles.
- **Almacenamiento electromecánico:** Por un lado, se tienen los volantes de inercia que almacenan energía cinética. Estos sistemas electromecánicos están formados por un disco de inercia que gira mecánicamente acoplado a un servomotor. El sistema aumenta la energía almacenada incrementando la velocidad de giro, y se consume potencia eléctrica de la red de forma sustancial tan sólo durante la aceleración del sistema. Contrariamente, se inyecta potencia eléctrica a la red durante una deceleración del volante de inercia.

Por otro lado, están las instalaciones reversibles de bombeo de agua o “Pumped Hydro Storage” cuyo principio de operación es dotar de energía potencial al agua aumentando la altura a la que está almacenado mediante unas bombas que consumen energía eléctrica de la red. Cuando se necesita generar energía eléctrica, la energía potencial se convierte en energía cinética mediante la caída del agua y se transforma mediante sistemas hidroeléctricos en energías eléctrica. Este sistema de almacenamiento precisa unas condiciones geográficas determinadas para su instalación y una buena eficiencia.

Por último, están los sistemas de almacenamiento de aire comprimido cuyo principio de funcionamiento se basa en la compresión de aire, utilizando energía eléctrica de la red, y su almacenamiento a presiones de hasta 100 bares a temperatura ambiente. Cuando se desea generar energía eléctrica para suministrarla a la red, la energía potencial del aire comprimido se transforma en energía mecánica en un grupo de turbinas de alta y baja presión cuyo eje acciona un generador eléctrico conectado a la red.

- **Almacenamiento electromecánico:** Se tiene tanto tecnología basada en superconductores como en supercondensadores. En los superconductores, la energía eléctrica se almacena como campo magnético creado por una corriente eléctrica a través de una bobina superconductoras. En los supercondensadores la tensión no proviene de reacciones químicas si no de campos electroestáticos en la celda.

- **Almacenamiento termoelectrónico:** En general, los sistemas de almacenamiento térmico almacenan energía térmica para suplir, cuando sea necesario, demandas térmicas en edificios o procesos industriales (por ejemplo, la calefacción o el agua caliente sanitaria), pero también como medio para generar electricidad. Para el almacenamiento de energía eléctrica se utilizan los basados en calor sensible cuyo funcionamiento se basa en los cambios de temperatura de agua, sales fundidas o rocas, entre otros medios y donde la capacidad de almacenamiento del sistema es directamente proporcional al calor específico del medio.

Los sistemas de almacenamiento de electricidad se pueden clasificar por tamaño según su capacidad de potencia de entrada y salida (megavatios [MW]) y su duración de descarga (horas). Las tecnologías basadas en hidrógeno se adaptan mejor a las aplicaciones de almacenamiento de electricidad a gran escala en la escala de megavatios, que cubren los tiempos de almacenamiento por horas y por temporadas. [32]

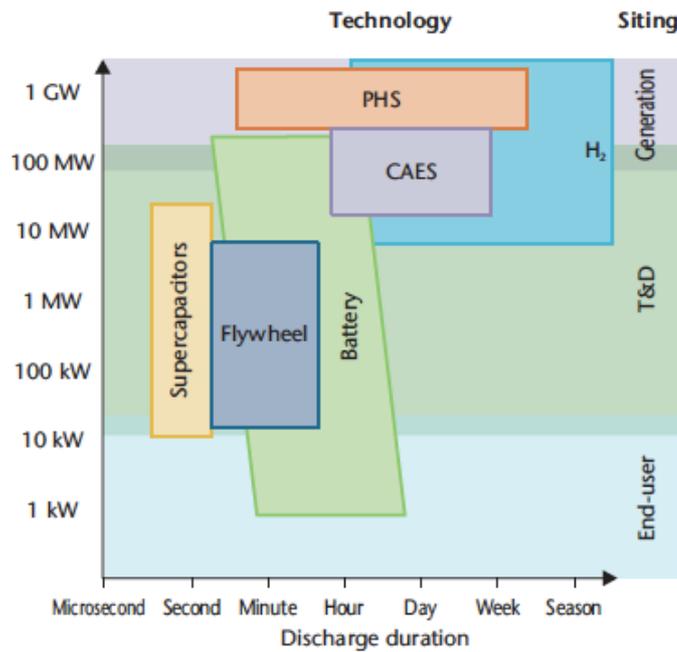


Ilustración 42. Clasificación de sistemas de almacenamiento energético en función de capacidad y duración de descarga.

## 6.2.2 Hidrógeno Verde como Sistema de Almacenamiento

Las tecnologías basadas en hidrógeno se adaptan mejor a las aplicaciones de almacenamiento de electricidad a gran escala (megavatios) que cubren los tiempos de almacenamiento estacionales. El hidrógeno verde puede lograr la competitividad de costos con hidrógeno hoy en lugares ideales donde el coste de la electricidad sea lo suficientemente bajo. Sin embargo, esta tecnología de almacenamiento aún no es madura debido a los altos niveles de complejidad técnica y su elevado precio.

El 8 de julio de 2020, la Comisión europea publicó su estrategia de hidrógeno para una Europa climáticamente neutra. El objetivo consiste en impulsar la producción de hidrógeno para su uso como materia prima, combustible, portador de energía y última alternativa de almacenamiento para las energías renovables europeas.

Los impulsores del hidrógeno son la neutralidad de carbono, la creación de empleo, crecimiento y liderazgo tecnológico (especialmente para electrolizadores). La estrategia tiene como objetivo que los electrolizadores alcancen capacidades de 6 GW para 2024 y 40 GW para 2030.

El hidrógeno a gran escala se obtiene a partir del proceso de electrólisis, mediante el cual, el agua purificada H<sub>2</sub>O se descompone para formar hidrógeno H<sub>2</sub> y oxígeno O<sub>2</sub> a partir de la aplicación de una corriente eléctrica continua. El paso de corriente eléctrica entre cátodo y ánodo hace que el agua se disocie, formándose hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo.

Este proceso se genera gracias a electrolizadores. La celda es el núcleo del electrolizador y es donde tiene lugar el proceso electroquímico. Está compuesto por los dos electrodos (ánodo y cátodo), sumergidos en un líquido electrolito o situados adyacentes a un electrolito sólido, dos capas de transporte porosas (que facilitan el transporte de reactivos y eliminación de productos), y placas bipolares que proporcionan soporte mecánico y distribuyen el flujo.

A nivel de sistema:

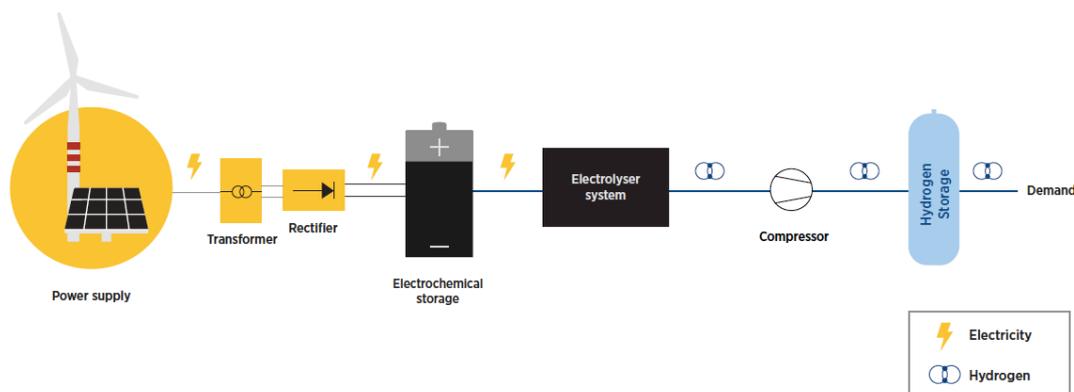


Ilustración 43. Instalación a nivel de sistema de almacenamiento de hidrógeno.

Existen tres tipos principales de electrolizadores:

- **Electrolizadores alcalinos (AEL):** Utilizan una solución electrolítica líquida, como hidróxido de potasio o hidróxido de sodio, y agua. El hidrógeno se produce en una celda que consta de un ánodo, un cátodo y una membrana. Las celdas se suelen montar en serie para producir más hidrógeno y oxígeno a la vez. Cuando se aplica corriente a la pila de celdas de electrólisis, los iones de hidróxido se mueven a través del electrolito desde el cátodo hasta el ánodo de cada célula, generándose burbujas de gas de hidrógeno en el lado del cátodo del electrolizador y de gas de oxígeno en el ánodo.
- **Electrolizadores de membrana polimérica (PEM):** Utilizan una membrana de intercambio de protones y un electrolito polimérico sólido. Cuando se aplica corriente a la pila, el agua se divide en hidrógeno y oxígeno y los protones del hidrógeno pasan a través de la membrana para formar gas de hidrógeno en el lado del cátodo. Producen hidrógeno de alta pureza y son fáciles de refrigerar. Son los más adecuados para acoplarse a la variabilidad de las energías renovables debido a una respuesta más rápida a variaciones de potencia.
- **Electrolizadores de óxido sólido (SOEL):** Los SOEC funcionan a una temperatura más alta (entre 500 y 850 °C) y tienen el potencial de ser mucho más eficientes que los PEM y los alcalinos. El proceso se denomina electrólisis de alta temperatura (HTE) o de vapor y utiliza un material cerámico sólido como electrolito. Los electrones del circuito externo se combinan con el agua en el cátodo para formar gas de hidrógeno e iones de carga negativa. El oxígeno pasa entonces a través de la membrana cerámica deslizante y reacciona en el ánodo para formar gas de oxígeno y generar electrones para el circuito externo. Tecnología en actual desarrollo.
- **Electrolizadores de membrana de intercambio aniónico (AEM):** Esta tecnología aún no es madura. Presenta ventajas en comparación con otros procesos electrolíticos como, por ejemplo, la electrólisis alcalina convencional basada en diafragmas o la electrólisis con membrana de intercambio de protones que depende, en gran medida, de materias primas tales como metales preciosos, no siendo necesarios en este caso. Por lo tanto, se pueden emplear materiales mucho más baratos. Teóricamente esta tecnología de electrólisis con membrana de intercambio aniónico incluye una alta densidad de corriente y una muy buena eficiencia. La realidad, sin embargo, es que la membrana AEM tiene componentes químicos y mecánicos problemas de estabilidad, lo que lleva a una vida útil inestable perfiles. Además, el rendimiento aún no es tan bueno como se esperaba.

## 6.3 Resultados

### 6.3.1 Balance de Energía Eléctrica.

En el caso que aplica, se realiza el balance energético considerando la producción y la demanda de energía eléctrica de la ciudad de Ceuta

De los resultados calculados en apartados anteriores, se tiene que la generación total producida por las placas fotovoltaicas equivale a 274,322.064 MWh. Cabe destacar que se ha considerado la instalación de paneles en todas las orientaciones y configuraciones posibles, esto es, haciendo uso de superficies planas y las orientaciones este, oeste, norte y sur. Por su parte, la demanda eléctrica considerando la flota de vehículos eléctricos equivale a 244,763.400 MWh, esto implica un excedente de 29,558.664 MWh.

Sin embargo, no es del todo claro que se pueda garantizar la cobertura en todas las estaciones del año. Como se mostraba en el capítulo referente al potencial energético, la generación no es igual en los meses de invierno que en verano, siendo mucho mayor en este último caso, condicionado por la intensidad de la irradiación y el número de horas de sol.

Se procede a continuación a mostrar los resultados calculados correspondientes al balance energético diario:

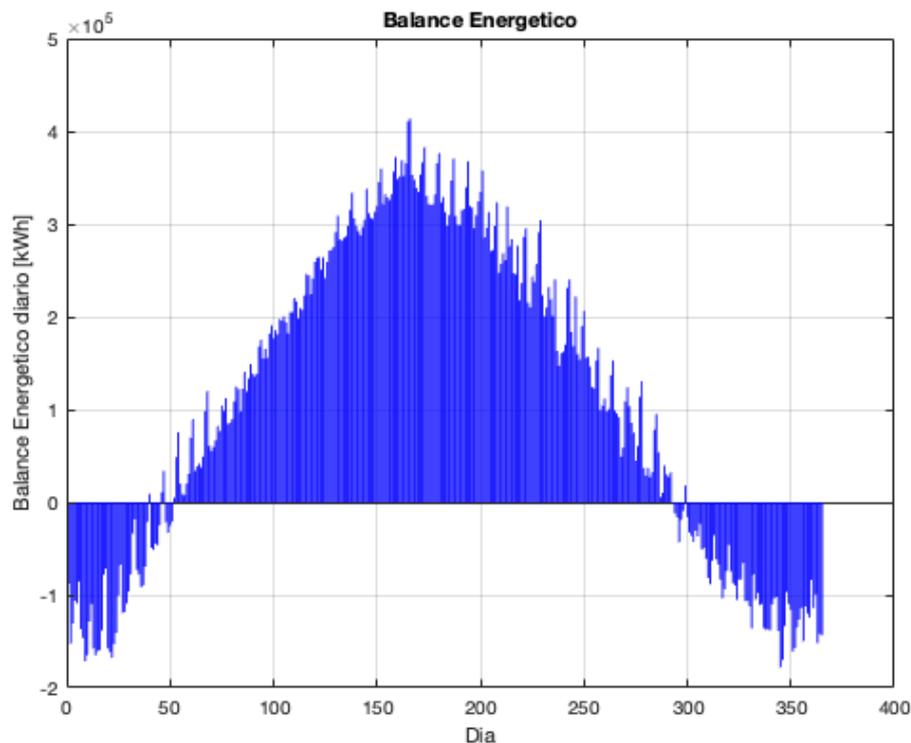


Ilustración 34. Balance energético diario [kWh] Ceuta. Elaboración propia.

Se observa claramente, como existe un surplus energético desde aproximadamente el día 21 de febrero hasta el día 19 de octubre, esto es, durante estos días, la generación fotovoltaica será mayor que la demanda eléctrica de acuerdo a la configuración definida. Sin embargo, el resto de días, nos encontraremos con un déficit energético que será necesario cubrir, correspondiéndose, así como se había previsto, con los meses de otoño e invierno.

Calculando la suma de la energía eléctrica excedente para todos los días en los que se produce el abastecimiento completo de la demanda, se obtiene una generación adicional de 41,738.05 MWh. Si, por el contrario, se considera la demanda pendiente de satisfacer en aquellos días en que no es posible garantizar la cobertura total a partir de la generación fotovoltaica, se tiene que será necesario disponer de 12,179.38 MWh adicionales para poder alcanzar un escenario 100% renovable.

Esto nos lleva a la conclusión, de que, si fuera posible almacenar el excedente de forma estacional, podría alcanzarse el objetivo anterior, aunque se retomará esta última cuestión en capítulos posteriores. Del mismo modo, estos datos se corresponden con el balance global de un exceso de 29,558.66 MWh.

Fecha	Hora	Generación [kWh]	Demanda [kWh]	Balance [kWh]
15 de junio	0-1	0.0	27990.03	-27990.03
	1-2	0.0	30419.78	-30419.78
	2-3	0.0	26850.86	-26850.86
	3-4	0.0	24891.64	-24891.64
	4-5	0.0	24928.42	-24928.42
	5-6	8605.3	24817.31	-16212.02
	6-7	24730.4	23707.19	1023.17
	7-8	51715.0	23289.80	28425.16
	8-9	78132.9	22820.98	55311.92
	9-10	100143.7	24024.00	76119.74
	10-11	115645.5	25246.00	90399.48
	11-12	123643.8	26227.00	97416.79
	12-13	123618.9	27655.00	95963.90
	13-14	115579.6	28306.00	87273.59
	14-15	100043.4	25787.00	74256.44
	15-16	78006.1	23875.00	54131.09
	16-17	51591.9	24005.12	27586.74
	17-18	24645.6	26016.78	-1371.18
	18-19	8590.9	28023.60	-19432.74
	19-20	796.1	30218.51	-29422.38
20-21	0.0	33763.65	-33763.65	
21-22	0.0	35350.77	-35350.77	
22-23	0.0	31342.40	-31342.40	
23-24	0.0	32669.28	-32669.28	
	<b>Total</b>	<b>27990.03</b>	<b>27990.03</b>	<b>353262.88</b>

Tabla 21. Producción, consumo y balance energético horario. Elaboración propia.

En la tabla se puede observar cómo se realiza el balance de energía eléctrica horario y el diario total, representando los valores de forma muy intuitiva.

Se puede apreciar claramente como se produce un déficit energético durante las horas nocturnas, al ser la generación nula, al igual que en aquellas horas en las que la producción no es suficiente para garantizar la demanda. Cabe destacar también que se ha calculado este balance para todos los días y horas del año.

Por otra parte, se muestra a continuación la representación de las curvas de generación y demanda para cada día típico del mes:

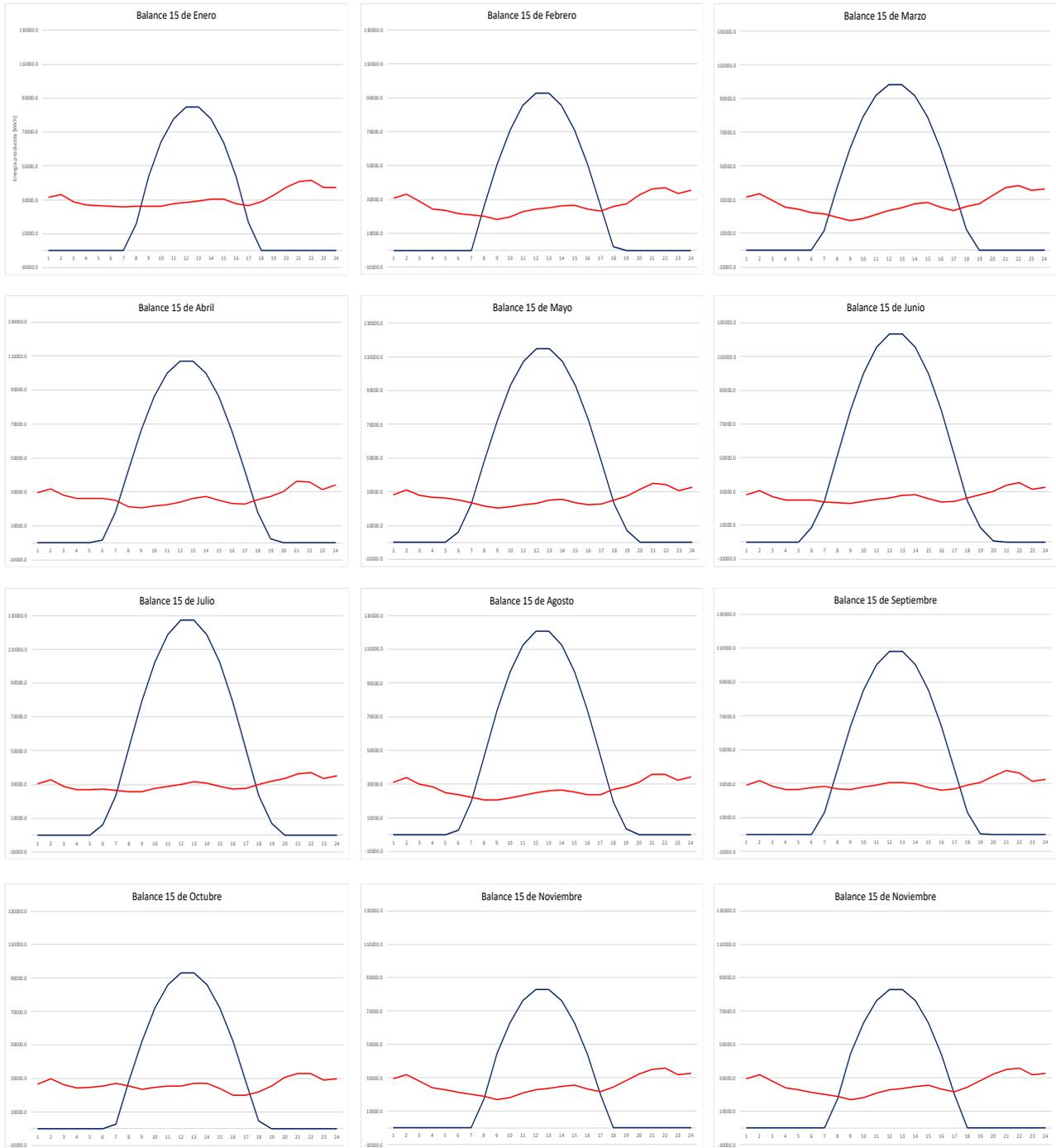


Ilustración 44. Curvas de balance energético. Ceuta. Elaboración propia.

Se aprecia en las gráficas anteriores la comparación entre la generación horaria y la demanda estimada. Se puede comprobar como la generación es nula durante las horas nocturnas, así mismo es mayor en los meses de verano que en invierno aumentando no solo el valor máximo de generación, sino también el número de horas en los que se produce electricidad.

En lo que respecta a la demanda, se puede apreciar a simple vista el impacto de considerar la electrificación de la flota de vehículos, ya que la demanda aumenta en las horas en los que presumiblemente el coste será más barato de acuerdo a la simulación obtenida en el apartado anterior, esto es en las horas nocturnas.

### 6.3.2 Almacenamiento de Energía

#### 6.3.2.1 Almacenamiento Estacional

Se muestra a continuación el resultado de ejecutar en Matlab el algoritmo mediante el cuál se calcula el sumatorio de energía de todas las horas del año, comenzando a las 00:00 del día 1 de enero y finalizando a las 24:00 del día 31 de diciembre. Para ello se calcula un vector de 8760 componentes (24 h x 365 días) que se corresponden con el sumatorio, hasta cada hora representada, del balance horario de todas las horas anteriores.

En la siguiente ilustración se representa gráficamente todas las componentes de dicho vector e identificando de este modo los periodos en los que el excedente nos permitirá almacenar energía, y por otra parte aquellos en los que será necesario disponer de sistemas de almacenamiento que sean capaces de cubrir el déficit de la demanda.

De este modo, el periodo más desfavorable que se encuentra entre el máximo y el mínimo total de la gráfica en los que la tendencia de la curva es descendente, esto es, descarga. El punto de almacenamiento mínimo se corresponderá con la hora 1231 del año, mientras que el punto de carga máximo se corresponderá con la hora 7001. De acuerdo a esto, el periodo de descarga será aquel que abarca desde las 17:00 del día 18 de octubre hasta las 6:00h del día 21 de febrero. Esto es, en este periodo, será necesario de disponer de un sistema de almacenamiento que sea capaz de garantizar la cobertura del déficit energético. En contraposición, desde las 6:00h del día 21 de febrero hasta las 17:00 del día 18 de octubre, el surplus energético permitirá, no solo satisfacer la demanda diaria esto es considerando horas diurnas y nocturnas, sino que también permitirá el almacenamiento de energía.

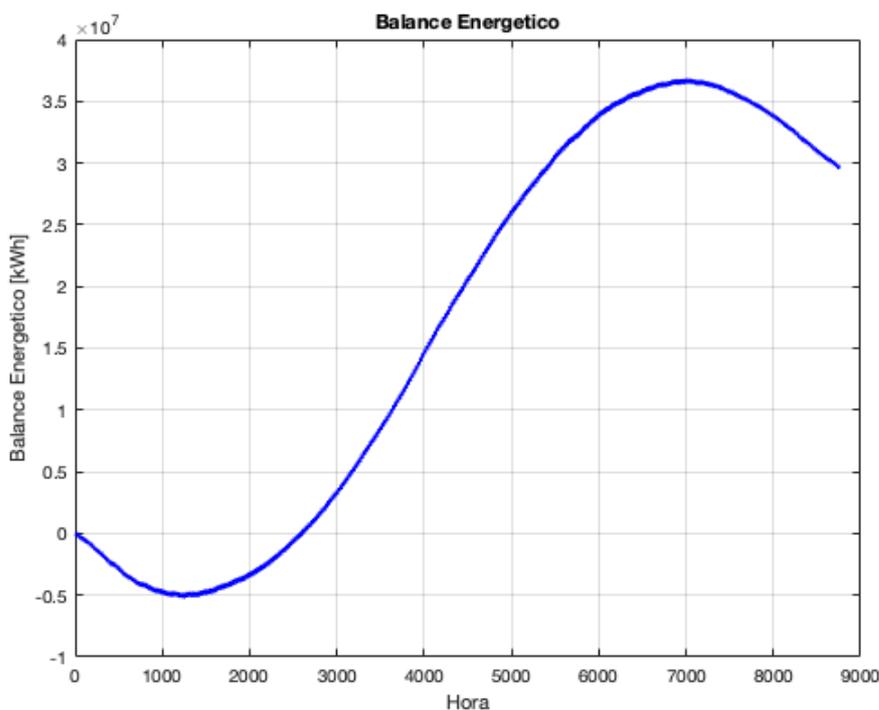


Ilustración 45. Dimensionamiento energético anual.

Del sumatorio anterior, se tiene que el balance anual es positivo, resultando un valor de 29,558.66 MWh, lo que coincide con el resultado previamente calculado en el balance total, verificándose así que el procedimiento seguido anteriormente es correcto.

En el caso de considerar el uso de sistemas de almacenamiento diario, se tomará como se ha indicado anteriormente, el día en el que exista sobreproducción o balance neto igual a cero, concretamente aquel en que existe un mayor consumo de energía durante las horas en las que no hay producción. Este día se corresponde con el 20 de febrero, y será necesario disponer de una capacidad de almacenamiento de 409.22 MWh para satisfacer la cobertura de la demanda en horas nocturnas.



## 7 ANÁLISIS ECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL

En apartados anteriores, se ha desarrollado un modelo tecnológico de generación y almacenamiento energético para regiones aisladas, concretamente evaluando el caso de la ciudad de Ceuta. En el presente capítulo, se pretende analizar la viabilidad de dicho modelo, realizando para ello un análisis económico que cuantifique el coste de producir un kWh en un hipotético modelo de ciudad autoabastecida aislada, considerando también la potencial electrificación del parque de vehículos. Cabe resaltar que se partirá de una serie de hipótesis, algunas de las cuales planteadas por [46]:

- La potencia fotovoltaica será instalada en las direcciones sur, este y oeste, exceptuando la orientación norte.
- Periodo de amortización de 20 años para paneles solares y de 10 años para baterías.

Se evaluarán tres modelos:

- Modelo PV + Almacenamiento diario:** Se evaluará el coste de producir un MWh, considerando la utilización de toda la superficie potencial fotovoltaica disponible y el almacenamiento diario de la energía, haciendo uso de baterías de litio.
- Modelo PV sin Almacenamiento:** Se evaluará el coste de producir un MWh, considerando la utilización de toda la superficie potencial fotovoltaica disponible, pero sin almacenamiento, esto es, haciendo uso de los generadores diésel en aquellas horas en las que no hay generación.
- Modelo PV + Almacenamiento estacional:** Se evaluará el coste de producir un MWh, considerando la utilización de toda la superficie potencial fotovoltaica disponible y el almacenamiento necesario para alcanzar un escenario 100 % ECO, esto es, capaz de almacenar toda la energía.

Con estas hipótesis, en primer lugar, se realiza el análisis económico para un caso base en el que se consideran los precios de los diferentes sistemas como los actuales en el mercado.

### 7.1 Modelo PV + Almacenamiento diario

#### 7.1.1 Análisis Económico

Se hará uso de los precios de los diferentes sistemas en el mercado actual. De este modo, se estima que el precio de mercado para paneles fotovoltaicos equivale en torno a 1 – 1.6 \$/Wp [22]. Se tomará por lo tanto como referencia un coste aproximado de 1 €/Wp.

En el caso del sistema de almacenamiento por baterías de litio, de cara al año 2030, se estima una reducción considerable del coste de los sistemas de almacenamiento, alcanzando los 100 €/kWh, influenciado principalmente por la reducción del coste de sus componentes. [53]

Sistema Fotovoltaico		
Área total utilizada	1,218,527.32	m <sup>2</sup>
Área del panel	1.85	m <sup>2</sup>
Paneles	621,779	
Potencia instalada	198,969,392	Wp
Precio	1	€/Wp
Precio Total	198,969,392	€

<b>Sistema de almacenamiento</b>		
Capacidad	410.68	MWh
Precio	100	€/kWh
Precio total	41,688,040	€

<b>Total</b>			
Precio		240,657,432	€
Energía abastecida		274,322.064	MWh
Amortización	Paneles	9,948,469.6	€
	Baterías	4,168,804.0	€
	Total	14,117,273.6	€
Precio MWh		51.46	€/MWh

Tabla 22. Análisis económico Modelo A.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se tiene que el precio del MWh, haciendo uso de toda la superficie disponible para la instalación de placas fotovoltaicas, exceptuando la orientación norte, así como del almacenamiento diario, equivale a 51.46 €/MWh, un precio muy inferior a los 200 €/kWh de media que, históricamente, ha costado la generación en la ciudad de Ceuta a partir del uso de generadores diésel. De acuerdo al sistema de información del operador de REE [43], el coste medio de generación en la ciudad de Ceuta fue 212 €/MWh en 2021.

Sin embargo, cabe destacar, que, en este escenario, no toda la generación podrá ser renovable ya que habrá periodos del año en los que existirá déficit energético y será necesario cubrir esta carencia con la puesta en marcha de la central para poder satisfacer la demanda. El número de horas en las que será necesario hacer uso de los generadores diésel, equivale a 1984 h, esto es, un total de 12,179.385 MWh generados.

En la siguiente tabla se muestra la simulación del modelo descrito en este apartado. Cabe resaltar en primer lugar, que el 95.02 % de la demanda total estaría cubierta por energía de origen renovable.

En este sentido, el precio medio ponderado del MWh será equivalente a 59.17 €/MWh, resultante de considerar la demanda cubierta con energía de origen renovable y diésel respectivamente, respecto al total. Sin embargo, el dimensionado del sistema genera unos vertidos equivalentes a 41,738.05 MWh, debido principalmente a la imposibilidad de almacenar el excedente anual, que podrían ser utilizados para otra función.

<b>Simulación Modelo PV + Almacenamiento diario</b>		
Horas Gen. Renovable (h)	6776	<b>77.35 %</b>
Horas Gen. Diesel (h)	1984	<b>22.64 %</b>
Horas totales (h)	8,760	
Demanda cubierta gen. Renovable (MWh)	232,584.02	<b>95.02 %</b>
Demanda cubierta gen. Diésel (MWh)	12,179.39	<b>4.98 %</b>
Demanda total (MWh)	244,763.41	
Precio MWh renovable (€/MWh)	51.17	
Precio MWh diésel (€/MWh)	212.00	
Precio medio ponderado (€/MWh)	59.17	
Generación renovable total	274,322.064	
Vertidos (MWh)	41,738.049	

Tabla 23. Simulación Modelo PV + Almacenamiento diario. Elaboración propia.

### 7.1.2 Análisis de Emisiones

En este apartado, se procederá a analizar la potencial reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> que supondría la implementación de este modelo. Uno de los principales aspectos a los que se hace referencia en el capítulo 3 del presente trabajo, es al elevado factor de emisión de la generación en la ciudad de Ceuta, en comparativa con los datos peninsulares.

La implementación de este escenario plantea una reducción considerable de las emisiones. De acuerdo a los datos obtenidos de [39], el factor de emisión equivale a 0.7 tCO<sub>2</sub>./MWh, o lo que es lo mismo, representa aproximadamente el 350% del factor de emisión medio peninsular. En este escenario, la emisión será nula en aquellas horas cuya demanda pueda ser cubierta a partir de energías de origen renovable, mientras que en aquellas en que sea necesario poner en marcha los generadores diésel, el factor de emisión será el mencionado anteriormente, ya que depende de la propia tecnología de generación.

	<b>Análisis de emisiones</b>	
Horas Gen. Diesel (h)	1879	77.35 %
Horas Gen. Renovable (h)	6881	22.64 %
Horas totales (h)	8,760	
Demanda cubierta gen. Renovable (MWh)	232,584.02	95.02 %
Demanda cubierta gen. Diésel (MWh)	12,179.39	4.98 %
Demanda total (MWh)	244,763.41	
Factor de Emisión renovable (tCO <sub>2</sub> ./MWh)	0	
Factor de Emisión gen. Diésel tCO <sub>2</sub> ./MWh)	0.7	
Emisiones medias anuales (tCO <sub>2</sub> )	8917.57	

Tabla 24. Análisis de Emisiones Modelo PV + Almacenamiento diario. Elaboración propia.

De acuerdo a los resultados obtenidos, las emisiones resultante exclusivamente de la generación equivale a 8917.57 ton. CO<sub>2</sub>, reduciendo prácticamente el 95.02 % de las potenciales emisiones en caso de que toda la demanda fuera cubierta por energía de origen diésel.

## 7.2 Modelo PV sin almacenamiento

### 7.2.1 Análisis Económico

En este escenario no se utilizará almacenamiento de ningún tipo, esto es, ni diario ni estacional, para ello será necesario en primer lugar determinar aquellas horas del año en las que será necesario hacer uso de la generación diésel. Al no existir almacenamiento, no solo será necesario considerar aquellos días en los que el balance diario es deficitario, sino también aquellos periodos en los que no es posible satisfacer la demanda, como son las horas nocturnas.

De este análisis, se tiene la central diésel debe satisfacer 145,898.25MWh. Se muestran a continuación los resultados del análisis, de igual modo al caso anterior:

<b>Sistema Fotovoltaico</b>		
Área total utilizada	1,218,527.32	m <sup>2</sup>
Área del panel	1.85	m <sup>2</sup>
Paneles	621,779	
Potencia instalada	198,969,392	Wp
Precio	1	€/Wp
Precio Total	198,969,392	€

<b>Sistema de almacenamiento</b>		
Capacidad	0	MWh
Precio	100	€/kWh
Precio total	0	€

<b>Total</b>			
Coste		198,969,392	€
Energía abastecida		274,322.064	kWh
Amortización	Paneles	9,948,469.6	€
	Baterías	0	€
	Total	9,948,469.6	€
Precio MWh		36.26	€/MWh

Tabla 25. Análisis económico Modelo PV sin almacenamiento. Elaboración Propia.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se tiene que el coste del MWh equivale en este caso 36.26 €/ MWh. El coste del MWh. Al no disponer de sistemas de almacenamiento, se estaría desaprovechando una gran cantidad de energía, siendo incapaces de satisfacer la demanda en horas nocturnas y periodos deficitarios. En este escenario solo se satisfacen 98,865.17 MWh con energía de origen renovable.

El número de horas en las que será necesario hacer uso de los generadores diésel para cubrir la demanda, equivale a **5300 h** esto es, generar un total de 145,898.25MWh.

En la siguiente tabla se muestra la comparativa entre la situación actual y los resultados que arroja la simulación del escenario descrito en este apartado.

Pese a que el precio del MWh en este caso equivale a 36.26 €/ MWh, el precio medio ponderado es muy superior, 141.01 €/ MWh, debido principalmente a la escasa demanda que es capaz de satisfacer este modelo al no disponer de ningún tipo de almacenamiento.

Por otra parte, los vertidos en este escenario son excesivos, desaprovechándose prácticamente el 63.96 % del total de la energía generada de forma renovable.

	<b>Simulación Escenario PV sin Almacenamiento</b>	
Horas Gen. Renovable (h)	3460	<b>39.50 %</b>
Horas Gen. Diesel (h)	5300	<b>60.50 %</b>
Horas totales (h)	8,760	
Demanda cubierta gen. Renovable (MWh)	98,865.17	<b>40.39 %</b>
Demanda cubierta gen. Diésel (MWh)	145,898.25	<b>59.61 %</b>
Demanda total	244,763.41	
Precio kWh renovable (€/MWh)	36.26	
Precio medio gen. kWh diésel (€/MWh)	212.00	
Precio medio ponderado (€/MWh)	141.01	
Generación renovable total (MWh)	274,322.064	
Vertidos (MWh)	175,456.899	

Tabla 26. Simulación Modelo PV sin almacenamiento. Elaboración propia.

## 7.2.2 Análisis de Emisiones

En este apartado, se procederá a analizar la potencial reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> que supondría la implementación de este escenario.

La emisión no será nula en aquellas horas donde el balance energético sea deficitario, al ser necesario poner en marcha los generadores diésel durante un mayor periodo de tiempo, las emisiones serán considerablemente mayores.

	Análisis de Emisiones	
Horas Gen. Diesel (h)	5300	39.50 %
Horas Gen. Renovable (h)	3460	60.50 %
Horas totales (h)	8,760	
Demanda cubierta gen. Renovable (MWh)	98,865.17	40.39 %
Demanda cubierta gen. Diésel (MWh)	145,898.25	59.61 %
Demanda total	244,763.41	
Factor de Emisión renovable (tCO <sub>2</sub> ./MWh)	0	
Factor de Emisión gen. Diésel tCO <sub>2</sub> ./MWh)	0.7	
Emisiones medias anuales (tCO <sub>2</sub> )	102,128.78	

Tabla 27. Análisis de Emisiones Modelo PV sin almacenamiento. Elaboración propia.

De acuerdo a los resultados obtenidos, las emisiones resultante exclusivamente de la generación equivale a 102,128.78 ton. CO<sub>2</sub>, reduciendo el 40.39 % de las potenciales emisiones en caso de que toda la demanda fuera cubierta por energía de origen diésel.

## 7.3 Modelo PV + Almacenamiento Estacional

### 7.3.1 Análisis Económico

En este escenario se considerará disponer de un sistema de almacenamiento de baterías estacional, esto es, garantizar que toda la demanda sea cubierta de forma renovable a partir del almacenamiento de energía excedente. Esto implica que parte del excedente generado por el modelo renovable propuesto se invierta en satisfacer la demanda de los periodos deficitarios.

<b>Sistema Fotovoltaico</b>		
Área total utilizada	1,218,527.32	m <sup>2</sup>
Área del panel	1.85	m <sup>2</sup>
Paneles	621,779	
Potencia instalada	198,969,392	Wp
Precio	1	€/Wp
Precio Total	198,969,392	€

<b>Sistema de almacenamiento</b>		
Capacidad	12,179.39	MWh
Precio	100	€/kWh
Precio total	1,217,939,000	€

<b>Total</b>			
Precio	1,416,908,392	€	
Energía abastecida	274,322.064	MWh	
Amortización	Paneles	9,948,469.6	€
	Baterías	121,793,900	€
	Total	131,742,369	€
Precio MWh	480.24	€/MWh	

Tabla 28. Análisis económico Modelo PV + almacenamiento estacional. Elaboración Propia.

Incluir un sistema de almacenamiento de baterías de litio estacional, supone incrementar de forma exponencial el coste de la implementación del modelo, así como del coste de generación por kWh. En este caso, el precio por MWh asciende a 480.24 €/MWh.

Sin embargo, cabe destacar, que, en este escenario, toda la generación es renovable, por lo que se podría satisfacer todas las horas y días del año con balance energético deficitario. En la siguiente tabla se muestra la simulación del escenario descrito en este apartado.

	<b>Simulación Modelo PV con Almacenamiento estacional</b>	
Horas Gen. Renovable (h)	8760	<b>100 %</b>
Horas Gen. Diesel (h)	0	<b>0 %</b>
Horas totales	8760	
Demanda cubierta gen. Renovable (MWh)	244,763.40	<b>100 %</b>
Demanda cubierta gen. Diésel (MWh)	0	<b>0 %</b>
Demanda total (MWh)	244,763.40	
Precio gen. MWh renovable (€/MWh)	480.24	
Precio medio gen. MWh diésel (€/MWh)	212.00	
Precio medio ponderado (€/MWh)	480.24	
Generación renovable total (MWh)	274,322.064	
Vertidos (MWh)	29,558.66	

Tabla 29. Simulación Modelo PV más almacenamiento estacional. Elaboración propia.

### 7.3.2 Análisis de Emisiones

La principal virtud de este escenario, es que toda la generación será renovable, de esta forma se reducen al 100% las emisiones de CO<sub>2</sub>. En la siguiente simulación, se muestra la comparativa entre este escenario y la situación actual.

	Análisis de Emisiones	
Horas Gen. Renovable (h)	8760	100 %
Horas Gen. Diesel (h)	0	0 %
Horas totales (h)	8,760	
Demanda cubierta gen. Renovable (MWh)	244,763.40	100 %
Demanda cubierta gen. Diésel (MWh)	0	0 %
Demanda total (MWh)	244,763.41	
Factor de Emisión renovable (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0	
Factor de Emisión gen. Diésel tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.7	
Emisiones medias anuales (tCO <sub>2</sub> )	0	

Tabla 30. Análisis de Emisiones modelo PV + almacenamiento estacional. Elaboración Propia.

En este apartado, se procederá a evaluar los distintos escenarios presentados anteriormente, mostrando una comparativa tanto económica como medioambiental, que permita elegir el modelo que mejor se ajuste a las necesidades energéticas de la ciudad de Ceuta, midiendo la eficiencia y rentabilidad del mismo en base a los parámetros anteriores.

	<b>PV + Almacenamiento diario</b>	<b>PV sin almacenamiento</b>	<b>PV + Almacenamiento estacional</b>	<b>Escenario Actual</b>
Inversión (€)	240,657,432	198,969,392	1,416,908,392	N/A
Amortización (€)	14,117,273.6	9,948,469.6	131,742,369	N/A
Horas de generación renovable (h)	6776 <b>(77.35 %)</b>	3460 <b>(39.49 %)</b>	8760 <b>(100 %)</b>	0 <b>(0 %)</b>
Horas de generación diésel (h)	1984 <b>(22.64 %)</b>	5300 <b>(60.50 %)</b>	0 <b>(0 %)</b>	8760 <b>(100 %)</b>
Generación Renovable total (MWh)	274,322.064	274,322.064	274,322.064	274,322.064
Demanda total (MWh)	244,763.41	244,763.41	244,763.41	244,763.41
Demanda cubierta con renovables (MWh)	232,584.02 <b>(95.92 %)</b>	138,431.47 <b>(56.55 %)</b>	244,763.40 <b>(100 %)</b>	0 <b>(0 %)</b>
Demanda cubierta con diésel (MWh)	12,179.39 <b>(4.98 %)</b>	106,331.94 <b>(43.44 %)</b>	0 <b>(0 %)</b>	244,763.41 <b>(100 %)</b>
Vertido (MWh)	41,738.04	135,890.59	29,558.66	0
Precio ponderado generación (€/MWh)	51.46	141.01	480.24	212.00
Emission media anual generación (tCO <sub>2</sub> )	8917.57	102,128.78	0	171,334.3

Tabla 31. Comparativa entre modelos. Elaboración propia.

La tabla anterior recoge los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios. Desde el punto de vista económico, el escenario que requiere almacenamiento estacional será el que requiera una mayor inversión, debido principalmente al alto coste de almacenar el déficit estacionario.

Por otra parte, la inversión necesaria para definir un modelo de generación PV y almacenar diariamente la energía equivale a 240,657,432 €, frente a los 198,969,392 € del modelo que no considera almacenamiento alguno, lo que representa órdenes de magnitud similares.

En todos los modelos propuestos, la generación será la misma, ya que se considerará el uso de toda la superficie disponible en las orientaciones sur, este, oeste, exceptuando la orientación norte, debido a que la generación en esta última es del orden de la mitad que en la primera. Sin embargo, los vertidos diferirán en función de la demanda que el modelo sea capaz de satisfacer, con energía de origen renovable.

Así mismo, el almacenamiento diario tiene un gran impacto en este aspecto, ya que reduce el vertido energético de los 135,890.59 MWh que resultan de no considerar almacenamiento, a 41,738.04 MWh. Esto se debe principalmente a que ofrece la posibilidad de cubrir la demanda de horas nocturnas con el excedente de las horas de generación. El mínimo vertido alcanzable sería 29,558.66 MWh correspondiente al modelo que contempla el almacenamiento estacional, en el que toda la demanda sería cubierta de forma renovable. En cualquier caso este excedente se podría reutilizar para otro tipo de necesidades, o en el caso de que culmine el proyecto de interconexión con la península, para transferir energía sobrante de energía renovable a otras zonas peninsulares.

Desde el punto de vista de la cobertura de la demanda energética, el modelo que contempla el almacenamiento diario ofrece una potencial alternativa al actual, ya que garantiza cubrir el 95.92 % de la demanda de forma renovable con un coste de inversión significativamente inferior al caso del modelo 100 % ECO. En este sentido, el modelo que no considera almacenamiento de ningún tipo solo es capaz de cubrir el 56.55 % de la demanda.

Todos estos resultados se ven reflejados en el precio medio ponderado y la emisión media anual. Desde el punto de vista de precio del MWh, el modelo con almacenamiento diario ofrece una potencial alternativa al modelo actual. El precio ponderado de generación del MWh, en este caso, equivale a 59.17 €/MWh, teniendo en cuenta la demanda cubierta con energía de origen renovable y diésel respectivamente.

En el caso del modelo sin almacenamiento, pese a que el precio de generación renovable es inferior al caso anterior, el peso medio ponderado es superior, equivalente a 141.01 €/MWh, esto es debido principalmente a la incapacidad del modelo de garantizar la demanda de horas deficitarias, como las nocturnas, lo que incrementa enormemente el tiempo que deben operar los generadores diésel para satisfacer la demanda. En el caso del modelo 100% ECO, el precio medio ponderado se dispara, alcanzando los 480.24 €/MWh, debido a la gran inversión que requiere. En cuanto a las emisiones originadas por la generación, la dependencia con la demanda cubierta de forma renovable es directa, de igual modo al caso anterior, como así se puede observar en los resultados indicados en la tabla.

## 8 CONCLUSIONES

El presente trabajo ha tenido como objetivo realizar un análisis de la viabilidad económica de un modelo energético autoabastecido a partir de la generación de energía renovable para regiones aisladas en base a la propuesta realizada por [46], a partir de la instalación de placas fotovoltaicas en los tejados de edificios residenciales e industriales, que permita reducir la dependencia en estas regiones de la generación a partir del uso de combustibles fósiles, considerando la demanda energética actual, y el impacto en la misma de la futura penetración del vehículo eléctrico.

En primer lugar, cabe destacar que este proyecto es una aplicación de la metodología propuesta por [46] y [5], que permite el análisis de este modelo energético en cualquier territorio o región, dado que se basa en información gratuita disponible para cualquier municipio, en el caso que aplica, la metodología expuesta consiste en 3 etapas:

- Evaluación del potencial energético solar.
- Estimación de la demanda eléctrica considerando el impacto en la misma del potencial parque de vehículos eléctricos.
- Balance energético y dimensionado del sistema de almacenamiento.

La principal conclusión obtenida del análisis técnico, económico y medioambiental de la ciudad de Ceuta, es que un modelo energético renovable alternativo es posible, pudiendo alcanzar un sistema eléctrico libre de emisiones, seguro y a un coste asumible, que puede ser exportado a cualquier región de carácter insular, como pudiera tratarse del caso de las islas Canarias o Baleares.

De los modelos propuestos, el primero de ellos resulta ser el más eficiente de cara a plantear una potencial alternativa al modelo actual, lo que implica almacenar la electricidad del día más desfavorable donde el balance energético neto sea cero, considerando así la necesidad de un sistema de almacenamiento diario. Esto permite garantizar la cobertura de horas nocturnas en periodos de surplus energético. Adicionalmente, la penetración del vehículo eléctrico, implica un aumento de la demanda eléctrica en horas nocturnas motivado principalmente por la necesidad de carga en aquellas horas donde el precio de la electricidad es más bajo.

Desde el punto de vista económico, ofrece una potencial alternativa respecto al modelo actual, siendo el precio ponderado de la electricidad equivalente a 59.17 €/MWh frente a los 212.00 €/MWh de media durante el año 2021. Esta alternativa permite cubrir el 95.9 % de la demanda estimada con energía de origen renovable. Si se analiza el coste medio de la generación en base al precio medio ponderado del modelo propuesto, y al precio medio de generación actual, el coste medio resultante de la generación obtenida a partir del modelo propuesto es de 14,482,650.96 € frente a los 51,889,842.92 € de la generación diésel, lo que implicaría un ahorro anual de 37,407,191.96 €.

Por otra parte, desde el punto de vista medioambiental este modelo permite reducir el 94.8 % de las emisiones resultantes de que implicaría satisfacer la demanda a partir de la generación diésel. El total de emisiones generadas sería de 8,917.6 tCO<sub>2</sub> frente a las 171,334.3 tCO<sub>2</sub> resultantes del sistema actual. Es necesario considerar adicionalmente, que el valor medio del derecho de emisión de CO<sub>2</sub> en 2022 se eleva hasta los 83.19 €/ ton. CO<sub>2</sub> emitida [54], esto significa que en el modelo propuesto, el coste anual asociado a la emisión sería de 741,855.14 € mientras que en el actual sería equivalente a 14,253,300.41 €, lo que supondría un ahorro anual de 13,511,445.27 € en cuanto a derechos de emisión.

Es importante resaltar que uno de los aspectos de mejora en el análisis que aquí se presenta, es que no se ha considerado el impacto medioambiental que pudiera tener la implementación de este modelo en la ciudad de Ceuta, como pudieran ser emisiones generadas en las fases de desarrollo e instalación tanto de placas fotovoltaicas como del sistema de almacenamiento.

En base a los resultados anteriores, se obtiene que el modelo propuesto supondría ahorrar 50,918,637.23 € al año considerando la generación energética y el precio actual de los derechos de emisión. En la siguiente tabla, se muestran los resultados del modelo propuesto en comparación con el sistema de generación actual en términos económicos, demostrando que un modelo energético renovable alternativo libre de emisiones, seguro y a un coste asumible es posible, y lo que es muy importante, aplicable a cualquier región.

	<b>Modelo Propuesto</b>	<b>Modelo Actual</b>	<b>Ahorro anual</b>
Coste de la generación	14,482,650.96 €	51,889,842.92 €	37,407,191.96 € (↓72 %)
Derechos de Emisión CO <sub>2</sub>	741,855.14 €	14,253,300.41 €	13,511,445.27 € (↓95 %)
<b>Coste total</b>	<b>15,224,506.10 €</b>	<b>66,143,143.33 €</b>	<b>50,918,637.23 € (↓77 %)</b>

Ilustración 46. Coste total anual y ahorro. Elaboración Propia.

Uno de los aspectos clave a resaltar, es que el modelo propuesto genera una cantidad importante de vertidos, 41,738.04 MWh, cuyo almacenamiento no es posible. Sin embargo, se plantean varias propuestas en el caso particular de la ciudad de Ceuta para el aprovechamiento de esta energía. En primer lugar, pese a que el proyecto de interconexión eléctrica con la Península, incluido en la planificación energética vigente de 2015-2020, aún no es una realidad, sería posible satisfacer la demanda de otras regiones del sur de España a partir de estos vertidos energéticos renovables.

En segundo lugar, el agua en Ceuta, tanto superficial como subterránea, es un bien muy escaso. Esta situación obliga a recurrir al uso de agua procedente del mar. En Ceuta se encuentra instalada una desaladora de agua de mar de 22.000 m<sup>3</sup>/día de capacidad. El problema existente es que el volumen de agua tratada es insuficiente para las demandas actuales y futuras, por lo que se necesita aumentarlo. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ya ha planteado el proyecto para la ampliación de la desaladora de agua de mar de Ceuta. Estos vertidos podrían ser también utilizados para satisfacer la demanda energética que implique dicha ampliación y aumento de la capacidad, resolviendo de este modo uno de los principales problemas de la ciudad autónoma.

Sin embargo, se ha demostrado, que hoy en día alcanzar un modelo donde el 100 % de la demanda sea cubierto de forma renovable no es rentable, siendo necesario un incremento de la inversión del 588 % para satisfacer el 5 % restante de la demanda no cubierta por el modelo propuesto que considera un almacenamiento diario. Esto es debido principalmente al alto coste actual del almacenamiento por baterías de ion-litio y a las características tecnológicas de las mismas, que no las hacen óptimas para el almacenamiento estacional.

Se abre en este sentido una importante línea de investigación que escapa al alcance de este proyecto, que será el análisis de nuevos sistemas de almacenamiento energético como pudiera ser el hidrógeno. El capítulo 6 del presente trabajo pretende introducir este modelo como una potencial alternativa a los sistemas de almacenamiento por baterías, especialmente para satisfacer la cobertura en periodos estacionales. Sin embargo, se trata de una tecnología no madura, que requiere aún de avances tecnológicos que permitan la reducción de costes asociados. Este combustible ya se postula como el vector energético clave para alcanzar la descarbonización del planeta y cumplir con los compromisos marcados para 2050 en la lucha contra el cambio climático.

El análisis mostrado en el presente proyecto, demuestra que la metodología propuesta por [4], permite definir un modelo de ciudad autoabastecido mediante energía de origen renovable aplicable a cualquier región, garantizando la reducción tanto del coste de la generación como de las emisiones actuales, presentando una potencial alternativa a los modelos actuales capaz de afrontar el llamado trilema energético mencionado en la introducción del presente trabajo, impulsando el acceso a una energía más barata y sostenible a través de un modelo cuya infraestructura es capaz de garantizar de forma robusta la cobertura de la demanda, permitiendo así alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible en términos energético y medioambientales, marcados por la Agenda 2030 de las Naciones Unidas.

## ANEXO A: CÓDIGOS MATLAB

- **Código para el cálculo de generación horaria.**

```

%% EQUIVALENCIA m2 / PIXEL

eq_m2_pix = 8494.63 / 56229;
eq_m2_pix_2 = 7592.73 / 53069;
eq_m2_pix = (eq_m2_pix + eq_m2_pix_2)/2;

%% AREAS

Area_industrial = (1667266) * eq_m2_pix; % m2
Area_norte = 508871 * eq_m2_pix; % m2
Area_este = 316923 * eq_m2_pix; % m2
Area_oeste = 307902 * eq_m2_pix; % m2
Area_sur = 533454 * eq_m2_pix; % m2
Area_plano = 9296766 * eq_m2_pix;
Area_inst = 411810 * eq_m2_pix; % m2

%% Import the data
%Se importan los valores de la irradiación diaria para los días típicos
%obtenidos de PVGIS para todas las orientaciones que han sido almacenados en
%EXCEL desde el mes de agosto del año anterior hasta el mes de mayo del año
%siguiente

[~, ~, raw0_0] =
xlsread('Tablas_Generacion_ceuta', 'Generacion_Ceuta', 'AN3:BI26');
[~, ~, raw1_0] =
xlsread('Tablas_Generacion_ceuta', 'Generacion_Ceuta', 'AN31:BI54');
[~, ~, raw2_0] =
xlsread('Tablas_Generacion_ceuta', 'Generacion_Ceuta', 'AN59:BI82');
[~, ~, raw3_0] =
xlsread('Tablas_Generacion_ceuta', 'Generacion_Ceuta', 'AN87:BI110');
raw = [raw0_0; raw1_0; raw2_0; raw3_0];

prueba = xlsread('Tablas_Generacion_ceuta', 'Generacion_Ceuta', 'AN15:BI15');

%% Create output variable
%Se asignan los valores correspondientes a cada orientación a un vector

oeste=reshape([raw1_0{:}], size(raw1_0));
sur=reshape([raw0_0{:}], size(raw0_0));
este=reshape([raw2_0{:}], size(raw2_0));
norte=reshape([raw3_0{:}], size(raw3_0));

%% Clear temporary variables

clearvars raw raw0_0 raw1_0 raw2_0 raw3_0;

%Día 15 de cada mes que se considera como el día en el que se ha tomado la
medida de PVGIS

dia = [-138,-107,-77,-46,-16,15,46,74,105,135,166,196,...

```

```

227,258,288,319,349,380,408,439,469,500];

for k=1:24

% Creacion de los polinomios de cada orientacion

surP(k,:) = polyfit(dia,sur(k,:),21);
esteP(k,:) = polyfit(dia,este(k,:),21);
oesteP(k,:) = polyfit(dia,oeste(k,:),21);
norteP(k,:) = polyfit(dia,norte(k,:),21);

% Calculo de la energia cada hora cada dia utilizando los polinomios

for j=1:380

xx(j)=j;
sumas = surP(k,(length(surP(k,:)))));
sumae = esteP(k,(length(esteP(k,:)))));
sumao = oesteP(k,(length(oesteP(k,:)))));
suman = norteP(k,(length(norteP(k,:)))));

for i= 1:(length(surP(k,:))-1)
sumas = sumas + surP(k,i)*xx(j)^(length(surP(k,:))-i);
sumae = sumae + esteP(k,i)*xx(j)^(length(esteP(k,:))-i);
sumao = sumao + oesteP(k,i)*xx(j)^(length(oesteP(k,:))-i);
suman = suman + norteP(k,i)*xx(j)^(length(norteP(k,:))-i);
end

ss(j) = sumas;
ee(j) = sumae;
oo(j) = sumao;
nn(j) = suman;
end

%Asignacion de los valores a los dias

for m=1:365

%para evitar inestabilidades en el comienzo de la interpolacion

if m<15
SUR(k,m)= ss(380-15+m);
ESTE(k,m)= ee(380-15+m);
OESTE(k,m)= oo(380-15+m);
NORTE(k,m)=nn(380-15+m);
else
SUR(k,m)=ss(m);
ESTE(k,m)=ee(m);
OESTE(k,m)=oo(m);
NORTE(k,m)=nn(m);
end
end

clc

%% GENERACION ENERGIA TOTAL

```

```
generacion = (Area_plano / (1/(320*1e-3) * 1.85) * SUR * 1e-3 * 0.73 +  
Area_sur / (1/(320*1e-3) * 1.85) * SUR * 1e-3 * 0.90 + ...  
Area_norte / (1/(320*1e-3) * 1.85) * 0.90 * NORTE * 1e-3 + Area_oeste /  
(1/(320*1e-3) * 1.85) * 0.90 * OESTE * 1e-3 + ...  
Area_este / (1/(320*1e-3) * 1.85) * ESTE * 1e-3 * 0.90) *  
0.88;  
  
Energia_PLANO = Area_plano / (1/(320*1e-3) * 1.85) * SUR * 1e-3 * 0.73 *  
0.88;  
  
Energia_SUR = Area_sur / (1/(320*1e-3) * 1.85) * SUR * 1e-3 * 0.90 * 0.88;  
  
Energia_ESTE = Area_este / (1/(320*1e-3) * 1.85) * ESTE * 1e-3 * 0.90 * 0.88;  
  
Energia_OESTE = Area_oeste / (1/(320*1e-3) * 1.85) * OESTE * 1e-3 * 0.90 *  
0.88;  
  
Energia_NORTE = Area_norte / (1/(320*1e-3) * 1.85) * NORTE * 1e-3 * 0.90 *  
0.88;
```

## • Código para la estimación del impacto del VE en la demanda.

```

%% Numero de Vehiculos de cada tipo.

coche = 21014;

bus = 59;

vans = 5101;

trucks = 0;

motorbikes = 10211;

scooters = 3420;

%% Consumo especifico / Vehiculo [ kWh / 100 km]

ce_coche = 16.20 * 1e-3 / 100; % MWh/100 km. Consumo electrico especifico
coche

ce_vans = 22.61 * 1e-3 / 100; % MWh/100 km. Consumo electrico especifico
caravanas

ce_bus = 144.91 * 1e-3 / 100; % kWh/100 km. Consumo electrico especifico
buses

ce_motorbikes = 7.55 * 1e-3 / 100; % kWh/100 km. Consumo electrico especifico
motos

ce_scooters = 3.14 * 1e-3 / 100; % kWh/100 km. Consumo electrico especifico
scooters

ce_trucks = 96.90 * 1e-3 / 100; % kWh/100 km. Consumo electrico especifico
camiones

%% Distancia media recorrida km/year / Vehiculo [ MWh / Year]

avg_dst_coche = 6000; %24024.4; % km media recorridos por coche INE

avg_dst_vans = 9750; % km media recorridos por coche INE

avg_dst_bus = 27500; % km media recorridos por coche INE

avg_dst_motorbikes = 5500; % km media recorridos por coche INE

avg_dst_scooters = 5500; % km media recorridos por coche INE

avg_dst_trucks = 100000; % km media recorridos por coche INE

%% Equivalent Vehicle EV

EV_coche = ce_coche * avg_dst_coche; % [MWh/year/vehiculo]

```

```

EV_vans = ce_vans * avg_dst_vans; % [MWh/year/vehiculo]

EV_bus = ce_bus * avg_dst_bus; % [MWh/year/vehiculo]

EV_motorbikes = ce_motorbikes * avg_dst_motorbikes; % [MWh/year/vehiculo]

EV_scooters = ce_scooters * avg_dst_scooters;

EV_trucks= ce_trucks * avg_dst_trucks; % [MWh/year/vehiculo]

%% Demanda Total

demandaEV_total = 47361 * 0.972; % Sin considerar flota de camiones

%% CALCULO DEMANDA ACTUAL REE + ELECTRIFICACION PARQUE DE VEHICULOS

demanda_anual = xlsread('Demanda','Demanda','A1:A8760');

consumo = sum(demanda_anual) * 1e-3 % [MWh]

%%% Demanda Anual / Dia

u=1;
dem_diaria = zeros(24,365);
dem_dia = zeros(1,365);

for j=1:365

    for i=1:24

        dem_diaria(i,j) = demanda_anual(u);
        u=u+1;

    end

    dem_dia (j) = sum(dem_diaria(:,j));

end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

[a,b] = max(dem_dia);

[c,d] = min(dem_dia);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```
hora = 1:24; % Horas del dia

%% Normalizar Vector Adaptación Curva EV

factor_adaptacion_EV = zeros(1, 8760);
adapt_EV = xlsread('resultados','Demanda_EV','B60:NB83');

v = 1;

for j = 1:365

    for i = 1:24

        factor_adaptacion_EV (v) = adapt_EV(i,j);
        v=v+1;

    end
end

factor_adaptacion_EV = factor_adaptacion_EV / sum(factor_adaptacion_EV);

demanda_anual_total = consumo + demandaEV_total

demanda = factor_adaptacion_EV .* demandaEV_total;

demanda_total = zeros(24,365);

u = 1;

for j= 1 : 365

    for i=1:24

        demanda_total(i,j) = demanda(u);
        u=u+1;

    end

end

demanda_total = demanda_total * 1e3 % Demanda resultante de penetración del
vehículo electrico.
```

## • Código para el Análisis Económico

```

%% ANALISIS ECONOMICO - LCOE
% Amortizacion
    amor_placas = 20

    amor_baterias = 10

% Potencia instalada
    coste_actual = 215.02 * 1e-3; % eur / kWh

    paneles = Area_plano * 0.73 / 100 * 54 + Area_sur * 0.90 / 100 * 54 +
Area_norte * 0.90 / 100 * 54 + Area_este * 0.90 / 100 * 54 + Area_oeste *
0.90 / 100 * 54

    potencia_sistema = 320; % Watio

    potencia_instalada = paneles * potencia_sistema

    kWp_cost = 1; % eur

    potencia_cost = potencia_instalada * kWp_cost

    kWh_diesel_anual_cost = abs(deficit) * coste_actual; % eur / kWh

%% Almacenamiento baterias

    cost_alm_bat = 100; % eur / kWh

    coste_baterias = cost_alm_bat * abs(alm_nec)

    alm_worst_day = abs(alm_nec) % Almacenamiento para peor dia

% Coste Total

    kWh_green_cost = potencia_cost / amor_placas / sum(sum(generacion)) +
coste_baterias / amor_baterias / sum(sum(generacion)) % eur / kWh
%
% Contador de horas
h=0;

for j = 1:365

    if sum(balance(:,j)) < 0

        for i = 1:24

            if balance(i,j) < 0

                h = h + 1;

```

```
end
end
end
end
```

## ANEXO B: DATOS

- **Festivo Verano:**

HORA	EV + Dem. actual [MWh]	Dem. actual [MWh]	EV
0-1	58979	33899	25080
1-2	66822	31475	35347
2-3	58309	29547	28762
3-4	49347	22314	27033
4-5	46588	27604	18984
5-6	42100	27276	14824
6-7	37833	26829	11004
7-8	33054	25880	7174
8-9	29108	26895	2213
9-10	28932	28932	0
10-11	31237	31237	0
11-12	32696	32696	0
12-13	33593	33593	0
13-14	34595	34595	0
14-15	34920	34920	0
15-16	33911	33911	0
16-17	34702	33193	1509
17-18	42867	32768	10099
18-19	46526	32784	13742
19-20	53294	33154	20140
20-21	59324	34111	25213
21-22	62773	36199	26574
22-23	60435	38448	21987
23-24	67666	36591	31075
<b>Total</b>	58979	33899	25080

Tabla 32. Datos demanda total EV Festivo Verano. Fuente REE. Elaboración Propia.

- **Laborable Invierno:**

<b>HORA</b>	<b>EV + Dem. actual [MWh]</b>	<b>Dem. actual [MWh]</b>	<b>EV</b>
0-1	61215	37923	23292
1-2	67488	34447	33041
2-3	58709	32375	26334
3-4	55110	31405	23705
4-5	55175	31023	24152
5-6	54044	31599	22445
6-7	52744	34663	18081
7-8	49022	40484	8538
8-9	47068	45370	1698
9-10	46934	46934	0
10-11	47940	47940	0
11-12	47865	47865	0
12-13	47258	47258	0
13-14	46691	46691	0
14-15	44493	44493	0
15-16	44243	44243	0
16-17	45881	44326	1555
17-18	52950	45540	7410
18-19	59956	48163	11793
19-20	66607	49674	16933
20-21	71900	49656	22244
21-22	72686	48622	24064
22-23	65594	45718	19876
23-24	71445	42284	29161

Tabla 33. Datos demanda total EV Laboral Invierno. Fuente REE. Elaboración Propia

- **Festivo Invierno:**

<b>HORA</b>	<b>EV + Dem. actual [MWh]</b>	<b>Dem. actual [MWh]</b>	<b>EV</b>
<b>0-1</b>	62029	36647	25382
<b>1-2</b>	69129	33412	35717
<b>2-3</b>	59913	30735	29178
<b>3-4</b>	49856	28988	20868
<b>4-5</b>	47753	28071	19682
<b>5-6</b>	43240	27849	15391
<b>6-7</b>	39823	28015	11808
<b>7-8</b>	35867	28406	7461
<b>8-9</b>	30935	28836	2099
<b>9-10</b>	30696	30696	0
<b>10-11</b>	33584	33584	0
<b>11-12</b>	35203	35203	0
<b>12-13</b>	35417	35417	0
<b>13-14</b>	35982	35982	0
<b>14-15</b>	35811	35811	0
<b>15-16</b>	34399	34399	0
<b>16-17</b>	35307	33778	1529
<b>17-18</b>	43922	34340	9582
<b>18-19</b>	51015	37855	13160
<b>19-20</b>	59752	40485	19267
<b>20-21</b>	66334	41864	24470
<b>21-22</b>	68457	42533	25924
<b>22-23</b>	63567	41673	21894
<b>23-24</b>	70556	39121	31435

Tabla 34. Datos demanda total EV Festivo Invierno. Fuente REE. Elaboración Propia



## ANEXO C: TABLAS DE RESULTADOS

Factores de Conversión Oeste Energía Cádiz-Ceuta Día Típico												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0-1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1-2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2-3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3-4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4-5	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5-6	0.000	0.000	0.000	0.002	0.005	0.006	0.004	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000
6-7	0.000	0.000	0.009	0.012	0.013	0.012	0.010	0.010	0.010	0.003	0.000	0.000
7-8	0.012	0.016	0.022	0.019	0.017	0.016	0.013	0.013	0.018	0.018	0.013	0.009
8-9	0.029	0.026	0.030	0.030	0.034	0.035	0.033	0.028	0.025	0.025	0.027	0.028
9-10	0.043	0.046	0.056	0.058	0.060	0.059	0.059	0.057	0.055	0.050	0.043	0.041
10-11	0.088	0.088	0.086	0.085	0.083	0.082	0.083	0.084	0.086	0.088	0.087	0.087
11-12	0.130	0.123	0.112	0.107	0.103	0.101	0.103	0.107	0.113	0.120	0.127	0.131
12-13	0.159	0.149	0.131	0.124	0.118	0.115	0.118	0.124	0.132	0.143	0.155	0.162
13-14	0.173	0.161	0.141	0.133	0.126	0.123	0.126	0.133	0.142	0.155	0.169	0.177
14-15	0.167	0.157	0.141	0.133	0.126	0.123	0.126	0.133	0.141	0.152	0.164	0.170
15-16	0.136	0.135	0.128	0.122	0.117	0.115	0.118	0.123	0.127	0.133	0.138	0.138
16-17	0.063	0.088	0.100	0.100	0.099	0.098	0.100	0.101	0.099	0.093	0.079	0.057
17-18	0.000	0.010	0.045	0.063	0.070	0.072	0.072	0.068	0.052	0.021	0.000	0.000
18-19	0.000	0.000	0.000	0.012	0.030	0.037	0.034	0.017	0.001	0.000	0.000	0.000
19-20	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20-21	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
21-22	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
22-23	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
23-24	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 35. Factores de Conversión Cádiz-Ceuta para cada día típico. Orientación Oeste.

<i>Factores de Conversión Este Energía Cádiz-Ceuta Día Típico</i>												
<b>Hora</b>	<i>Enero</i>	<i>Febrero</i>	<i>Marzo</i>	<i>Abril</i>	<i>Mayo</i>	<i>Junio</i>	<i>Julio</i>	<i>Agosto</i>	<i>Septiembre</i>	<i>Octubre</i>	<i>Noviembre</i>	<i>Diciembre</i>
0-1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1-2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2-3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3-4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4-5	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5-6	0.000	0.000	0.000	0.008	0.027	0.037	0.030	0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
6-7	0.000	0.000	0.043	0.064	0.070	0.073	0.073	0.068	0.052	0.013	0.000	0.000
7-8	0.061	0.089	0.100	0.100	0.099	0.099	0.100	0.101	0.099	0.094	0.068	0.045
8-9	0.136	0.136	0.128	0.123	0.117	0.116	0.118	0.123	0.127	0.134	0.139	0.139
9-10	0.167	0.159	0.141	0.133	0.126	0.124	0.127	0.133	0.141	0.153	0.166	0.172
10-11	0.173	0.162	0.141	0.133	0.126	0.123	0.127	0.133	0.142	0.156	0.170	0.178
11-12	0.159	0.150	0.131	0.124	0.118	0.116	0.118	0.124	0.132	0.144	0.156	0.164
12-13	0.130	0.124	0.112	0.108	0.103	0.101	0.103	0.107	0.113	0.121	0.128	0.132
13-14	0.088	0.088	0.086	0.085	0.083	0.082	0.083	0.084	0.086	0.088	0.088	0.088
14-15	0.043	0.047	0.056	0.058	0.060	0.060	0.059	0.057	0.055	0.050	0.043	0.041
15-16	0.029	0.026	0.030	0.030	0.035	0.035	0.033	0.028	0.025	0.026	0.027	0.029
16-17	0.014	0.017	0.022	0.020	0.017	0.016	0.014	0.013	0.018	0.018	0.015	0.012
17-18	0.000	0.002	0.011	0.012	0.013	0.012	0.010	0.010	0.010	0.004	0.000	0.000
18-19	0.000	0.000	0.000	0.003	0.006	0.007	0.005	0.003	0.001	0.000	0.000	0.000
19-20	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20-21	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
21-22	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
22-23	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
23-24	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 36. Factores de Conversión Cádiz-Ceuta para cada día típico. Orientación Este.

<i>Factores de Conversión Norte Energía Cádiz-Ceuta Día Típico</i>												
<b>Hora</b>	<i>Enero</i>	<i>Febrero</i>	<i>Marzo</i>	<i>Abril</i>	<i>Mayo</i>	<i>Junio</i>	<i>Julio</i>	<i>Agosto</i>	<i>Septiembre</i>	<i>Octubre</i>	<i>Noviembre</i>	<i>Diciembre</i>
0-1	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1-2	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2-3	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3-4	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4-5	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5-6	0.00	0.000	0.000	0.004	0.016	0.023	0.018	0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
6-7	0.00	0.000	0.016	0.034	0.043	0.045	0.044	0.037	0.022	0.006	0.000	0.000
7-8	0.04	0.041	0.050	0.059	0.063	0.063	0.063	0.060	0.052	0.036	0.039	0.028
8-9	0.09	0.064	0.080	0.080	0.079	0.078	0.078	0.080	0.079	0.071	0.084	0.090
9-10	0.12	0.103	0.103	0.097	0.091	0.089	0.090	0.095	0.101	0.106	0.099	0.122
10-11	0.11	0.134	0.118	0.107	0.099	0.096	0.099	0.105	0.116	0.130	0.125	0.140
11-12	0.14	0.151	0.126	0.113	0.104	0.100	0.103	0.110	0.123	0.143	0.148	0.121
12-13	0.14	0.152	0.126	0.113	0.104	0.101	0.103	0.111	0.124	0.144	0.149	0.112
13-14	0.11	0.137	0.120	0.108	0.100	0.097	0.099	0.106	0.117	0.133	0.129	0.140
14-15	0.12	0.107	0.105	0.098	0.093	0.090	0.092	0.096	0.103	0.109	0.096	0.122
15-16	0.09	0.065	0.083	0.083	0.081	0.079	0.080	0.082	0.082	0.075	0.084	0.090
16-17	0.05	0.041	0.053	0.062	0.065	0.065	0.064	0.062	0.055	0.038	0.046	0.037
17-18	0.00	0.005	0.020	0.036	0.044	0.047	0.045	0.039	0.024	0.009	0.000	0.000
18-19	0.00	0.000	0.000	0.006	0.019	0.024	0.021	0.010	0.001	0.000	0.000	0.000
19-20	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20-21	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
21-22	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
22-23	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
23-24	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 37. Factores de Conversión Cádiz-Ceuta para cada día típico. Orientación Norte.

- Generación Wh / kWp de un sistema fotovoltaico en distintas orientaciones:

Hora	Energía generada por hora día típico de cada mes Wh / kWp Oeste Ceuta											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3-4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5-6	0.0	0.0	0.0	6.8	25.7	34.5	23.6	12.2	0.0	0.0	0.0	0.0
6-7	0.0	0.0	31.2	49.6	62.4	62.5	53.0	45.6	35.4	7.1	0.0	0.0
7-8	24.8	41.7	73.8	77.5	78.3	84.9	71.2	60.9	65.3	48.1	25.6	15.8
8-9	57.0	66.7	98.1	117.9	163.5	186.7	173.8	129.9	92.2	69.0	54.7	51.2
9-10	86.0	117.7	183.5	231.3	282.9	315.6	309.2	261.7	201.8	134.5	87.9	73.2
10-11	175.3	223.2	284.6	338.0	394.7	436.1	436.7	385.7	316.1	236.8	177.7	156.8
11-12	258.4	313.3	369.3	427.9	488.8	538.1	544.8	491.2	413.3	324.2	258.9	236.3
12-13	317.1	377.9	431.4	494.0	558.1	613.2	624.0	568.6	484.0	387.3	316.8	292.5
13-14	344.0	409.4	465.2	529.9	596.4	654.5	667.1	610.4	521.0	418.5	344.7	318.4
14-15	331.5	400.4	464.7	529.4	597.5	656.1	668.1	610.9	517.0	411.6	335.4	306.4
15-16	271.0	343.3	422.8	486.8	556.4	613.1	622.4	563.9	466.3	359.8	281.6	248.1
16-17	124.6	223.6	331.0	396.9	469.2	522.6	527.6	466.6	361.8	252.1	161.8	102.7
17-18	0.0	25.0	148.2	252.4	333.1	384.9	382.3	313.8	189.2	57.4	0.0	0.0
18-19	0.0	0.0	0.0	46.5	140.7	195.8	180.9	79.7	2.8	0.0	0.0	0.0
19-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20-21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla 38. Generación horaria en Wh / kWp para cada día típico del mes. Orientación Oeste.

Hora	Energía generada por hora día típico de cada mes para Wh / kWp Este Ceuta											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3-4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5-6	0.0	0.0	0.0	33.0	134.3	205.1	166.6	82.3	0.0	0.0	0.0	0.0
6-7	0.0	0.0	147.6	273.2	353.5	403.0	402.6	337.4	200.4	38.5	0.0	0.0
7-8	119.7	231.0	339.9	429.6	497.9	547.3	555.5	501.6	383.2	270.2	144.8	83.3
8-9	268.9	354.7	434.2	526.8	590.4	642.0	655.3	606.3	493.9	385.6	294.4	258.0
9-10	328.8	413.7	477.2	573.0	634.0	687.2	703.5	656.8	547.5	441.2	350.6	318.7
10-11	341.3	423.0	477.7	573.5	632.9	685.5	702.3	656.2	551.8	448.6	360.3	331.1
11-12	314.6	390.4	443.0	534.7	592.2	642.2	657.0	611.3	512.6	415.0	331.2	304.2
12-13	256.4	323.7	379.2	463.1	518.7	563.6	573.6	528.0	437.7	347.5	270.6	245.8
13-14	173.9	230.7	292.2	365.9	418.8	456.7	459.8	414.7	334.8	253.8	185.8	163.0
14-15	85.3	121.7	188.4	250.3	300.2	330.5	325.5	281.3	213.7	144.1	91.9	76.1
15-16	56.5	68.9	100.8	127.6	173.4	195.6	183.0	139.6	97.6	73.9	57.2	53.2
16-17	28.4	43.1	75.7	83.9	83.1	88.9	75.0	65.5	69.1	51.5	31.6	21.7
17-18	0.0	5.5	36.6	53.7	66.2	65.4	55.8	49.0	37.5	12.7	0.0	0.0
18-19	0.0	0.0	0.0	11.9	31.3	36.2	29.3	16.5	3.0	0.0	0.0	0.0
19-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20-21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla 39. Generación horaria en Wh / kWp para cada día típico del mes. Orientación Este.

Energía generada por hora día típico de cada mes para Wh / kWp Este Ceuta												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3-4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5-6	0.0	0.0	0.0	33.0	134.3	205.1	166.6	82.3	0.0	0.0	0.0	0.0
6-7	0.0	0.0	147.6	273.2	353.5	403.0	402.6	337.4	200.4	38.5	0.0	0.0
7-8	119.7	231.0	339.9	429.6	497.9	547.3	555.5	501.6	383.2	270.2	144.8	83.3
8-9	268.9	354.7	434.2	526.8	590.4	642.0	655.3	606.3	493.9	385.6	294.4	258.0
9-10	328.8	413.7	477.2	573.0	634.0	687.2	703.5	656.8	547.5	441.2	350.6	318.7
10-11	341.3	423.0	477.7	573.5	632.9	685.5	702.3	656.2	551.8	448.6	360.3	331.1
11-12	314.6	390.4	443.0	534.7	592.2	642.2	657.0	611.3	512.6	415.0	331.2	304.2
12-13	256.4	323.7	379.2	463.1	518.7	563.6	573.6	528.0	437.7	347.5	270.6	245.8
13-14	173.9	230.7	292.2	365.9	418.8	456.7	459.8	414.7	334.8	253.8	185.8	163.0
14-15	85.3	121.7	188.4	250.3	300.2	330.5	325.5	281.3	213.7	144.1	91.9	76.1
15-16	56.5	68.9	100.8	127.6	173.4	195.6	183.0	139.6	97.6	73.9	57.2	53.2
16-17	28.4	43.1	75.7	83.9	83.1	88.9	75.0	65.5	69.1	51.5	31.6	21.7
17-18	0.0	5.5	36.6	53.7	66.2	65.4	55.8	49.0	37.5	12.7	0.0	0.0
18-19	0.0	0.0	0.0	11.9	31.3	36.2	29.3	16.5	3.0	0.0	0.0	0.0
19-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20-21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla 40. Generación horaria en Wh / kWp para cada día típico del mes. Orientación Norte.

- **Análisis de las curvas de demanda considerando el impacto del VE para días tipo:**

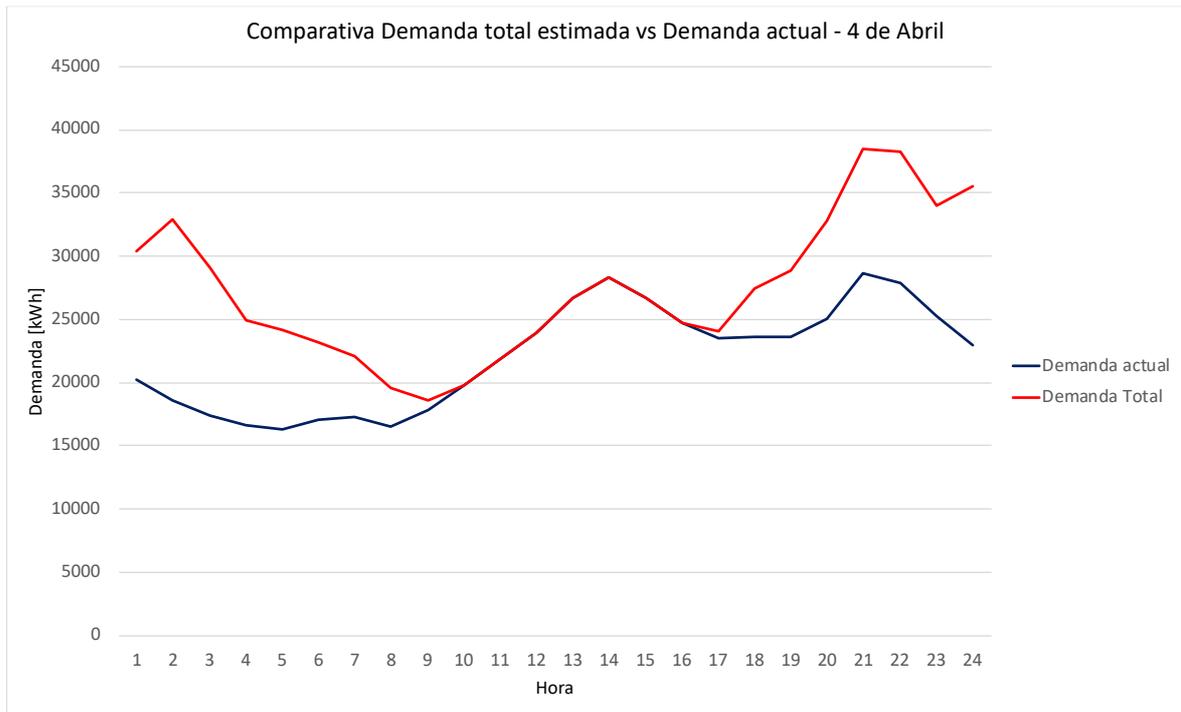


Ilustración 47. Demanda total EV vs demanda actual. 4 de abril. Festivo Invierno. Elaboración propia.

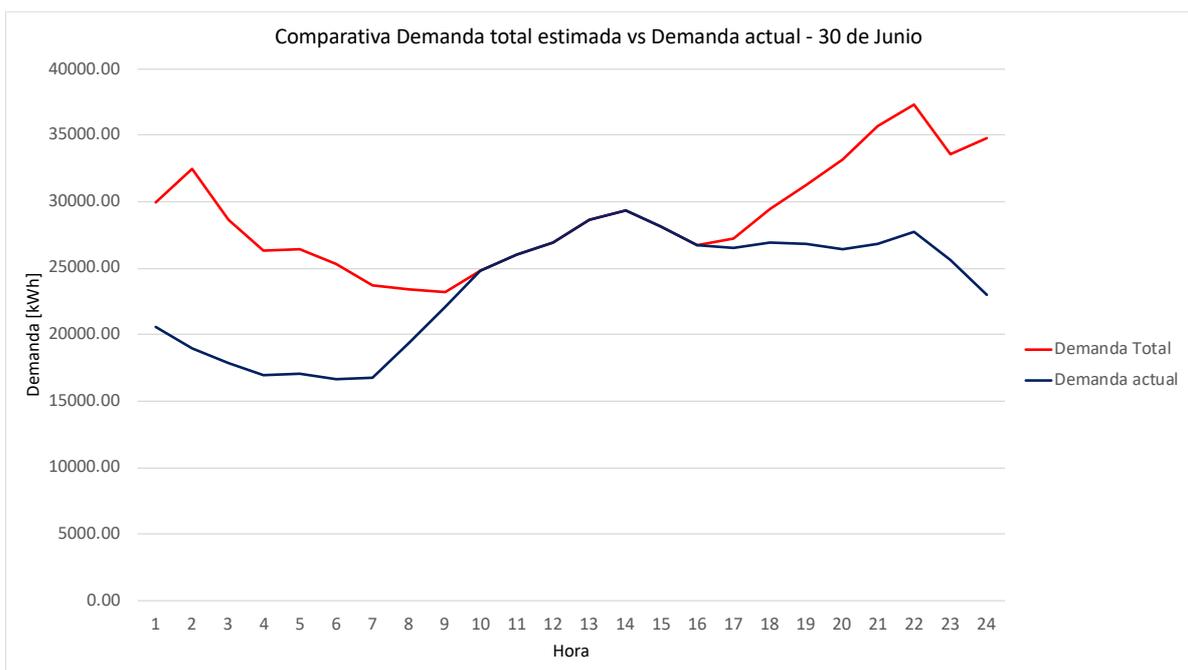


Ilustración 48. Demanda total EV vs demanda actual. 30 de junio. Laboral Verano. Elaboración propia.

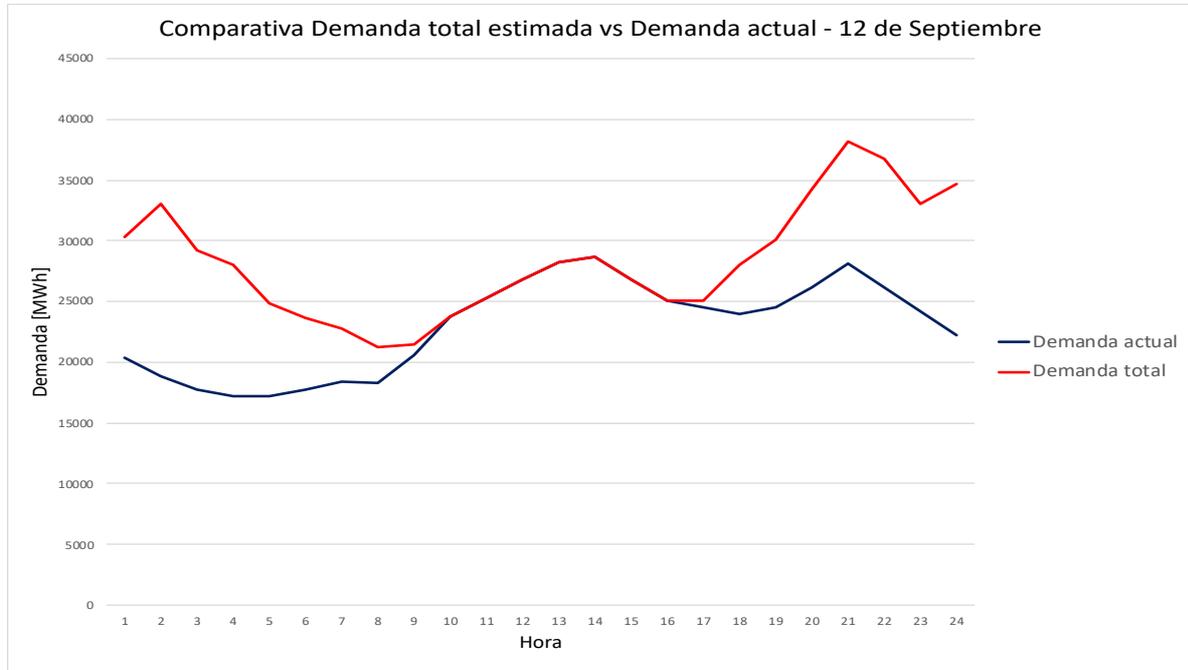


Ilustración 49. Demanda total EV vs demanda actual.12 de sep. Festivo Verano. Elaboración propia.

## REFERENCIAS

- [1] «[https://ec.europa.eu/info/news/focus-eu-islands-and-clean-energy-transition-2021-jul-15\\_es](https://ec.europa.eu/info/news/focus-eu-islands-and-clean-energy-transition-2021-jul-15_es)».
- [2] «Trilema-Energético-2012-Espanol.pdf».
- [3] «<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>».
- [4] A. Arcos-Vargas, A. Gomez-Exposito, y F. Gutierrez-Garcia, «Self-sufficient renewable energy supply in urban areas: Application to the city of Seville», *Sustain. Cities Soc.*, vol. 46, p. 101450, abr. 2019, doi: 10.1016/j.scs.2019.101450.
- [5] A. Arcos-Vargas, Ed., *The Role of the Electric Vehicle in the Energy Transition: A Multidimensional Approach*. Cham: Springer International Publishing, 2021. doi: 10.1007/978-3-030-50633-9.
- [6] «<https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/why-the-automotive-future-is-electric>».
- [7] Y. Kuang *et al.*, «A review of renewable energy utilization in islands», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 504-513, jun. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.01.014.
- [8] P. Blechinger, R. Seguin, C. Cader, P. Bertheau, y Ch. Breyer, «Assessment of the Global Potential for Renewable Energy Storage Systems on Small Islands», *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 325-331, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2015.01.071.
- [9] Md. M. Rahman, S. B. Mostafiz, J. V. Paatero, y R. Lahdelma, «Extension of energy crops on surplus agricultural lands: A potentially viable option in developing countries while fossil fuel reserves are diminishing», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 108-119, ene. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.08.092.
- [10] L. Gelazanskas y K. A. A. Gamage, «Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction», *Sustain. Cities Soc.*, vol. 11, pp. 22-30, feb. 2014, doi: 10.1016/j.scs.2013.11.001.
- [11] M. Rampazzo, M. Luvisotto, N. Tomasone, I. Fastelli, y M. Schiavetti, «Modelling and simulation of a Li-ion energy storage system: Case study from the island of Ventotene in the Tyrrhenian Sea», *J. Energy Storage*, vol. 15, pp. 57-68, feb. 2018, doi: 10.1016/j.est.2017.10.017.
- [12] «Off-grid renewable energy systems: Status and methodological issues», p. 36.
- [13] D. Pramangioulis, K. Atsonios, N. Nikolopoulos, D. Rakopoulos, P. Grammelis, y E. Kakaras, «A Methodology for Determination and Definition of Key Performance Indicators for Smart Grids Development in Island Energy Systems», *Energies*, vol. 12, n.º 2, p. 242, ene. 2019, doi: 10.3390/en12020242.
- [14] R. Godina, E. M. G. Rodrigues, J. C. O. Matias, y J. P. S. Catalão, «Sustainable Energy System of El Hierro Island», *Renew. Energy Power Qual. J.*, pp. 46-50, mar. 2015, doi: 10.24084/repqj13.232.
- [15] J. K. Kaldellis y D. Zafirakis, «Prospects and challenges for clean energy in European Islands. The TILOS paradigm», *Renew. Energy*, vol. 145, pp. 2489-2502, ene. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.08.014.
- [16] J. Zhang, L. Huang, J. Shu, H. Wang, y J. Ding, «Energy Management of PV-diesel-battery Hybrid Power System for Island Stand-alone Micro-grid», *Energy Procedia*, vol. 105, pp. 2201-2206, may 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.622.
- [17] A. O. Converse, «Seasonal Energy Storage in a Renewable Energy System», *Proc. IEEE*, vol. 100, n.º 2, pp. 401-409, feb. 2012, doi: 10.1109/JPROC.2011.2105231.
- [18] M. Bortolini, M. Gamberi, A. Graziani, y F. Pilati, «Economic and environmental bi-objective design of an off-grid photovoltaic–battery–diesel generator hybrid energy system», *Energy Convers. Manag.*, vol. 106, pp. 1024-1038, dic. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.10.051.
- [19] Y. Zhang, J. Wang, A. Berizzi, y X. Cao, «Life cycle planning of battery energy storage system in off-grid wind–solar–diesel microgrid», *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, n.º 20, pp. 4451-4461, nov. 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5521.

- [20] J.-L. Duchaud, G. Notton, A. Fouilloy, y C. Voyant, «Wind, solar and battery micro-grid optimal sizing in Tilos Island», *Energy Procedia*, vol. 159, pp. 22-27, feb. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2018.12.012.
- [21] H. Suryatmojo, A. A. Elbaset, y T. Hiyama, «Economic and Reliability Evaluation of Wind-Diesel-Battery System for Isolated Island Considering CO2 Emission», *IEEJ Trans. Power Energy*, vol. 129, n.º 8, pp. 1000-1008, 2009, doi: 10.1541/ieejpes.129.1000.
- [22] «IDAE - Evolución Tecnológica y Prospectiva de Costes de las Energías Renovables».
- [23] P. Blechinger, R. Seguin, C. Cader, P. Bertheau, y Ch. Breyer, «Assessment of the Global Potential for Renewable Energy Storage Systems on Small Islands», *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 325-331, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2015.01.071.
- [24] X. Li, K. Chalvatzis, y P. Stephanides, «Innovative Energy Islands: Life-Cycle Cost-Benefit Analysis for Battery Energy Storage», *Sustainability*, vol. 10, n.º 10, p. 3371, sep. 2018, doi: 10.3390/su10103371.
- [25] E. O'Shaughnessy, D. Cutler, K. Ardani, y R. Margolis, «Solar plus: Optimization of distributed solar PV through battery storage and dispatchable load in residential buildings», *Appl. Energy*, vol. 213, pp. 11-21, mar. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.12.118.
- [26] A. Jaiswal, «Lithium-ion battery based renewable energy solution for off-grid electricity: A techno-economic analysis», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, pp. 922-934, may 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.049.
- [27] L. Pereira, J. Cavaleiro, y L. Barros, «Economic Assessment of Solar-Powered Residential Battery Energy Storage Systems: The Case of Madeira Island, Portugal», *Appl. Sci.*, vol. 10, n.º 20, p. 7366, oct. 2020, doi: 10.3390/app10207366.
- [28] L. Pereira y J. Cavaleiro, «On the Value Proposition of Battery Energy Storage in Self-Consumption Only Scenarios: A Case-Study in Madeira Island», en *IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Lisbon, Portugal, oct. 2019, pp. 4569-4574. doi: 10.1109/IECON.2019.8926657.
- [29] «Monitor Deloitte Los Territorios No Peninsulares 100% descarbonizados en 2040: la vanguardia de la transición energética en España, Julio 2020».
- [30] A. Gomez-Exposito, A. Arcos-Vargas, y F. Gutierrez-Garcia, «On the potential contribution of rooftop PV to a sustainable electricity mix: The case of Spain», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 132, p. 110074, oct. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110074.
- [31] «Anales de la Real Academia de Doctores de España Volumen 16, n.º 1, pp. 29-49».
- [32] «IEA Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells», p. 81, 2015.
- [33] E. MacA. Gray, C. J. Webb, J. Andrews, B. Shabani, P. J. Tsai, y S. L. I. Chan, «Hydrogen storage for off-grid power supply», *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 36, n.º 1, pp. 654-663, ene. 2011, doi: 10.1016/j.ijhydene.2010.09.051.
- [34] B. Bağcı, «Towards a Zero Energy Island», *Renew. Energy*, vol. 34, n.º 3, pp. 784-789, mar. 2009, doi: 10.1016/j.renene.2008.04.027.
- [35] H. Chourabi *et al.*, «Understanding Smart Cities: An Integrative Framework», en *2012 45th Hawaii International Conference on System Sciences*, Maui, HI, USA, ene. 2012, pp. 2289-2297. doi: 10.1109/HICSS.2012.615.
- [36] «PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030.pdf».
- [37] «2020 - El sistema eléctrico español Avance 2020.pdf».
- [38] «emisionesgeiporcaaserie1990-2019\_tcm30-524644.pdf».
- [39] «<https://www.ree.es/es/datos/generacion>».
- [40] «<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2021/03/2020-energia-mas-verde-gracias-record-eolica-y-solar-fotovoltaica>».

- 
- [41] «<https://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/11355408/08/21/El-Banco-de-Espana-explica-por-que-se-dispara-el-precio-de-una-luz-que-vuelve-a-marcar-maximos-historicos.html>».
- [42] «<https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/objetivos.aspx>».
- [43] «<https://www.esios.ree.es/es>».
- [44] «<http://www.ign.es/web/ign/portal/cbg-area-cartografia>».
- [45] «García y Vargas - Modelo de ciudad autoabastecida energéticamente ba.pdf».
- [46] F. J. G. García y Á. A. Vargas, «Modelo de ciudad autoabastecida energéticamente basado en una producción energética libre de emisiones: caso de estudio en España.», p. 167.
- [47] «<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>».
- [48] «<https://www.suncalc.org/#/>».
- [49] «TOMO\_4\_CATALOGO\_GENERAL.pdf».
- [50] «Arcos-Vargas - 2021 - The Role of the Electric Vehicle in the Energy Tra.pdf».
- [51] «<https://www.ine.es/jaxi/Tabla.htm?path=/t25/p500/2008/p10/10/&file=10020.px&L=0>».
- [52] «Gómez Expósito y Sudrià Andreu - 2017 - El Almacenamiento de energía en la distribución el.pdf».
- [53] «Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030», p. 20, 2030.
- [54] «<https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>».