



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo
conectada a red integrando una electrolinera para una
estación servicio que consume anualmente 430 MWh
ubicada en Tébar, Cuenca

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial (Acceso desde Grado
I. Mecánica)

AUTOR/A: Arnau López, Daniel

Tutor/a: Vargas Salgado, Carlos Afranio

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Agradecimientos

A mi familia, y más en concreto a mis padres, por todo el apoyo recibido durante todos estos años. Sobre todo, quiero darles las gracias por haberme permitido realizar y terminar mis estudios.

A todos los compañeros y amigos con los que he compartido estos años, que han sido un gran apoyo que ha hecho que el camino sea más ameno.

A profesores, y sobre todo a mi tutor Carlos Vargas, por el apoyo recibido en la realización de este Trabajo Final de Máster.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Resumen

Este proyecto consta de dos partes diferenciadas, el cálculo y dimensionado de una instalación fotovoltaica y el diseño e instalación de una electrolinera. Ambas partes se llevarán a cabo en una estación de servicio en la Autovía A-3, a la altura de Tébar (Cuenca).

La instalación fotovoltaica contará con una potencia instalada de 111,15 kWp, con un total de 190 módulos dispuestos en 10 strings de 19 paneles cada uno, teniendo cada uno de estos una potencia de 585 Wp. Estos serán conectados a un inversor con una potencia nominal de 100 kW, para así cumplir con el Real Decreto 244/2019 y de esta forma poder tratar la instalación como una de autoconsumo con excedentes.

Para conocer el número de puntos de recarga y su potencia, se han tenido en cuenta dos factores. El primero, conocer si era necesario una potencia y un número de puntos mínimos por ley, en este caso, es necesario al menos un punto de recarga con una potencia mínima de 50 kW, según la Ley 7/2021 y la Orden TED/1009/2022. El segundo, realizar un estudio para conocer el tránsito de vehículos en esta vía y así estimar cuantas recargas se podrían realizar a lo largo del día. Por lo que finalmente, se van a instalar dos puntos de recarga dobles capaces de realizar recargas tanto a 22 kW como a 50 kW, estimando que se venderán 233.600 kWh al año.

Se ha realizado, para ambas instalaciones, el diseño de los conductores, canalizaciones, protecciones, etc.

Para conocer el balance energético de la instalación, se ha utilizado el software HOMER, que también ha ayudado a realizar el estudio económico.

En cuanto al balance energético, el consumo final de la instalación será de 669,7 MWh/año, de los cuales se cubrirán 188,9 MWh/año con la energía generada por la fotovoltaica, es decir, el 28% de la energía demandada, inyectando a red únicamente 3,6 MWh/ al año de los producidos.

Finalmente, en el estudio económico se han valorado dos hipótesis.

La primera, el propietario se hará cargo de toda la inversión inicial. Por lo que, esta sería de 147.795 €, con un Valor Actual Neto (VAN) de 231.422 €, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 14,78% y un Payback a partir del año 7, una vez concluye la vida útil de la instalación a los 25 años.

En la segunda hipótesis, parte del proyecto es subvencionado por diferentes fondos europeos. Por lo que la inversión inicial, en este caso, se reduciría a 84.688 €, obteniendo un VAN de 294.529€, una TIR de 31,64% y el Payback se produciría a partir del año 4.

Palabras Clave: Fovovoltaica, Electrolinera, Renovables, HOMER, CYPE, Proyecto, Puntos de Recarga, Estudio económico, Plan Moves III, Next Generation, Movilidad sostenible.

Resum

Aquest projecte consta de dues parts diferenciades, el càlcul i dimensionat d'una instal·lació fotovoltaica i el disseny i instal·lació d'una electrolinera. Ambdues parts es realitzaran en una estació de servei a l'Autovia A-3, a l'altura de Tébar (Cuenca).

La instal·lació fotovoltaica comptarà amb una potència instal·lada de 111,15 kWp, amb un total de 190 mòduls disposats en 10 strings de 19 panells cadascun, tenint cadascun d'aquests una potència de 585 Wp. Aquests seran connectats a un inversor amb una potència nominal de 100 kW, per així complir amb el Reial Decret 244/2019 i d'aquesta manera poder tractar la instal·lació com una d'autoconsum amb excedents.

Per a conèixer el nombre de punts de recàrrega i la seua potència, s'han tingut en compte dos factors. El primer, conèixer si era necessària una potència i un nombre de punts mínims per llei, en aquest cas, és necessari almenys un punt de recàrrega amb una potència mínima de 50 kW, segons la Llei 7/2021 i l'Ordre TED/1009/2022. El segon, realitzar un estudi per a conèixer el trànsit de vehicles en aquesta via i així estimar quantes recàrregues es podrien realitzar al llarg del dia. Per la qual cosa, finalment, s'instal·laran dos punts de recàrrega dobles capaços de realitzar recàrregues tant a 22 kW com a 50 kW, estimant que es vendran 233.600 kWh a l'any.

Realitzant, per a ambdues instal·lacions, el disseny dels conductors, canalitzacions, proteccions, etc.

Per a conèixer el balanç energètic de la instal·lació, s'ha utilitzat el programari HOMER, que també ha ajudat a realitzar l'estudi econòmic.

Quant al balanç energètic, el consum final de la instal·lació serà de 669,7 MWh/a any, dels quals es cobriran 188,9 MWh/a any amb l'energia generada pel fotovoltaic, és a dir, el 28% de l'energia demandada, injectant a la xarxa únicament 3,6 MWh/a l'any dels produïts.

Finalment, en l'estudi econòmic s'han valorat dues hipòtesis. La primera, es farà càrrec de tota la inversió inicial el propietari. Tenint això en compte, la inversió inicial seria de 147.795 €, amb un VAN de 231.422 €, una TIR del 14,78% i un Payback a partir de l'any 7, una vegada conclou la vida útil de la instal·lació als 25 anys. En la segona hipòtesi, part del projecte està subvencionat per diferents fons europeus. Per la qual cosa, la inversió inicial es reduiria a 84.688 €, obtenint un VAN de 294.529 €, una TIR del 31,64% i el Payback es produiria a partir de l'any 4.

Paraules Clau: Fotovoltaica, Electrolinera, Energies Renovables, HOMER, CYPE, Projecte, Punts de Recàrrega, Estudi econòmic, Plan Moves III, Next Generation, Mobilitat sostenible.

Abstract

This project consists of two distinct parts: the calculation and sizing of a photovoltaic installation, and the design and installation of an electric vehicle charging station. Both parts will be carried out at a service station on the A-3 motorway, at the Tebar location in Cuenca.

The photovoltaic installation will have an installed capacity of 111.15 kWp, with a total of 190 modules arranged in 10 strings of 19 panels each, with each of these panels having a power output of 585 Wp. These will be connected to an inverter with a nominal power of 100 kW, in order to comply with Royal Decree 244/2019 and thus treat the installation as one for self-consumption with surplus energy.

To determine the number of charging points and their power, two factors have been considered. First, whether there is a legal requirement for a minimum power and number of charging points; in this case, at least one charging point with a minimum power of 50 kW is required, according to Law 7/2021 and Order TED/1009/2022. Second, a study was conducted to understand the traffic of vehicles on this route and estimate how many recharges could be made throughout the day. Consequently, two double charging points capable of providing both 22 kW and 50 kW recharges will be installed, with an estimated sale of 233,600 kWh per year.

For both installations, the design of conductors, conduits, protections, etc., has been carried out.

To determine the energy balance of the installation, HOMER software has been used, which has also assisted in conducting the economic study.

Regarding the energy balance, the final consumption of the installation will be 669.7 MWh/year, of which 188.9 MWh/year will be covered by the energy generated by the photovoltaic system, accounting for 28% of the energy demanded, with only 3.6 MWh/year being injected into the grid from the produced energy.

Finally, in the economic study, two hypotheses have been evaluated. In the first, the owner will cover the entire initial investment. Taking this into account, the initial investment would be €147,795, with a Net Present Value (NPV) of €231,422, an Internal Rate of Return (IRR) of 14.78%, and a payback starting from the 7th year, once the 25-year lifespan of the installation is completed.

In the second hypothesis, part of the project is subsidized by various European funds. Therefore, the initial investment would be reduced to €84,688, resulting in a NPV of €294,529, an IRR of 31.64%, and the payback occurring from the 4th year.

Keywords: Photovoltaic, Electric Vehicle Charging Station, Renewable Energy, HOMER, CYPE, Project, Charging Points, Economic Study, Plan Moves III, Next Generation, Sustainable Mobility

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Documentos contenidos en el TFM

MEMORIA.....	17
PRESUPUESTO	85
PLANOS	95
PLIEGO DE CONDICIONES.....	105
ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	123
ANEXOS	131
BIBLIOGRAFÍA	148

Índice

1.	Introducción.....	18
1.1.	Objetivos	18
1.2.	Motivación	18
1.3.	Alcance	18
1.4.	ODS.....	19
1.5.	Normativa aplicada	21
2.	Herramientas utilizadas	22
3.	Emplazamiento	23
3.1.	Ubicación.....	23
3.2.	Descripción del emplazamiento	23
3.3.	Instalaciones existentes.....	25
3.4.	Nuevas instalaciones	26
4.	Estimación de vehículos eléctricos	27
5.	Demanda energética.....	31
5.1.	Consumos actuales.....	31
5.2.	Estudio del precio de la electricidad	33
5.3.	Electrolinera	36
5.3.1.	Estimación de la demanda en puntos de recarga	36
5.3.2.	Precio de venta de energía en electrolineras.....	37
6.	Recurso energético.	38
6.1.	Recurso solar	38
6.1.1.	Clima.....	38
6.1.2.	Irradiación	38
7.	Selección de componentes.....	41
7.1.	Paneles solares	41
7.2.	Sistema de montaje.....	41
7.3.	Inversor.....	42
7.4.	Conductores	43
7.4.1.	Lado de corriente continua	43

7.4.2.	Lado de corriente alterna	43
7.5.	Canalizaciones	44
7.5.1.	Corriente continua	44
7.5.2.	Corriente alterna	44
7.5.3.	Arquetas	44
7.6.	Protecciones	45
7.6.1.	Lado de corriente continua	45
7.6.2.	Lado de corriente alterna	45
7.7.	Puesta a tierra	46
7.8.	Electrolinera	46
8.	Cálculos Justificativos	48
8.1.	Configuración y disposición de paneles	48
8.2.	Perdidas de la instalación fotovoltaica	52
8.3.	Selección de conductores	54
8.3.1.	Tramo DC fotovoltaica	55
8.3.2.	Tramo AC fotovoltaica	58
8.3.3.	Electrolinera	60
8.4.	Selección de protecciones	62
8.4.1.	Protecciones DC, tramo fotovoltaica	63
8.4.2.	Protecciones AC, tramo fotovoltaica	63
8.4.3.	Protecciones electrolinera	65
8.5.	Cálculo puesta a tierra	67
8.5.1.	Puesta a tierra fotovoltaica	67
8.5.2.	Puesta a tierra electrolinera	68
8.6.	Selección canalizaciones	68
8.6.1.	Instalación fotovoltaica, tramo de corriente continua	68
8.6.2.	Instalación fotovoltaica, tramo de corriente alterna	70
8.6.3.	Electrolinera	71
9.	Resumen de la instalación	72
10.	Análisis energético	76

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

10.1.	Comparación de energía generada y consumida	76
10.2.	Comparación de energía generada y convertida	77
10.3.	Comparación entre energía producida y suministrada desde la red	78
11.	Estudio de viabilidad económica	79
11.1.	Datos de partida del estudio	79
11.2.	Resultados del estudio económico.....	79
11.3.	Planes para la subvención	81
11.4.	Resultados del estudio económico con subvención.....	82
12.	Conclusión	84

Índice de Figuras

Figura 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible(Naciones Unidas, 2023).....	19
Figura 2. Emplazamiento del proyecto.....	23
Figura 3. Parcela existente para llevar a cabo el proyecto.	23
Figura 4. Parcela existente para llevar a cabo el proyecto.	24
Figura 5. Parte de la parcela en la que se realizará la instalación.	25
Figura 6. Espacio disponible para electrolinera.	26
Figura 7. Mapa IMD de la DGC de 2018 (izq) y 2021(der).....	27
Figura 8. Gráfico de regresión polinómica	28
Figura 9. Electromaps general de la A3.....	29
Figura 10. Electromaps en las cercanías del área de servicio.	29
Figura 11. Consumo de la instalación en 2022.	32
Figura 12. Perfil de tránsito del restaurante (izq) y de la gasolinera (der).	32
Figura 13. Perfil de consumo energético diario en porcentaje.	33
Figura 14. Estimación de la evolución de precios del MWh por el OMIP	34
Figura 15. Curvas de carga de diferentes modelos de turismo a varias potencias (myrecarga, 2022).	36
Figura 16. Perfil de consumos de diario con electrolinera.....	37
Figura 17. Gráfico de radiación mensual del TMY.....	39
Figura 18. Trayectoria solar en el emplazamiento de la instalación.	39
Figura 19. Perfil de horizonte de PVGIS	40
Figura 20. Inclinación y orientación optimas según PVSyst	48
Figura 21. Dimensiones panel seleccionado	48
Figura 22. Separación mínima de paneles	49
Figura 23. Tabla B.52.15 de norma UNE-HD 60364-5-52:2022.....	56
Figura 24. Tabla B.52.19-B de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022.....	57
Figura 25. Tabla B.52.16 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022	57
Figura 26. Tabla C.52.2 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022	58
Figura 27. Tabla B.52.14 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022	59
Figura 28. Tabla C.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022	59

Figura 29. Tabla C.52.1 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022	60
Figura 30. Tabla B.52.19-A de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022	61
Figura 31. Tabla C.52.2 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022	62
Figura 32. Curvas selección tipo de IA (Tolocka, 2019).	64
Figura 33. Tabla 1 del ITC-BT-7	66
Figura 34. Tabla 2 ITC-BT-18	67
Figura 35. Esquema canalizaciones DC	69
Figura 36. Tabla 9 del punto 1.2.4 del ITC-BT-21	69
Figura 37. Esquema canalizaciones AC electrolinera	71
Figura 38. Retranqueos de la zona fotovoltaica	72
Figura 39. Disposición de los paneles	72
Figura 40. Ejemplo 3D de la instalación de paneles solares	73
Figura 41. Ubicación de cuadro de protecciones e inversor	73
Figura 42. Distancia de la electrolinera a los surtidores de gasolinas.....	75
Figura 43. Comparación generación-consumo de energía eléctrica de la instalación.....	76
Figura 44. Comparación de la potencia en la generación fotovoltaica y a la salida del inversor.....	77
Figura 45. Comparación de energía fotovoltaica utilizada con la demanda a red	78
Figura 46. Cash Flow con precios actualizados	80
Figura 47. Evolución económica de la instalación.....	80
Figura 48. Resumen ingresos y costes para la vida útil de la instalación	81
Figura 49. Resumen ingresos y costes anuales	81
Figura 50. Cash Flow con subvención	82
Figura 51. Evolución económica de la instalación con subvención.....	82
Figura 52. Resumen ingresos y costes para la vida útil de la instalación con subvención	83
Figura 53. Resumen ingresos y costes anuales con subvención	83
Figura 54. Perfiles de elevación del terreno de 0,34 ha.....	133
Figura 55. Perfiles de elevación del terreno de 2,03 ha.....	135

Índice de Tablas

Tabla 1. Grado de relación del TFM con los ODS	20
Tabla 2. Número de vehículos con etiqueta CERO según año.	28
Tabla 3. Autonomía de vehículos eléctricos más vendidos de España durante 2022 en autopista a 130 km/h (AutoBild, 2023).....	29
Tabla 4. Consumos del año 2022	31
Tabla 5. Estimación precio de energía del OMIP.....	33
Tabla 6. Precio de cada periodo en la tarifa del área de servicio en 2023.....	34
Tabla 7. Estimación precio de los periodos de la energía hasta 2033.....	35
Tabla 8. Término de potencia del peaje de transporte y distribución de 2023.....	35
Tabla 9. Estimación precio de los periodos del término de potencia hasta 2033.....	35
Tabla 10. Valores de precio de energía y potencia a introducir en HOMER.....	36
Tabla 11. Radiación mensual del TMY.	38
Tabla 12. Comparativa de diferentes paneles solares (ENF, 2023j, 2023g, 2023d, 2023, 2023c)	41
Tabla 13. Comparativa estructuras de montaje (ENF, 2023k, 2023a, 2023e, 2023b)	42
Tabla 14. Comparativa de diferentes inversores (ENF, 2023i, 2023f, 2023h).....	42
Tabla 15. Resumen separaciones mínimas	49
Tabla 16. Parámetros panel solar TOPMAX GEP-AfMc585MH.....	49
Tabla 17. Parámetros Inversor SUN2000-100KTL-M1	50
Tabla 18. Factor de pérdidas por temperatura	53
Tabla 19. Performance ratio de la instalación fotovoltaica completa.....	53
Tabla 20. Características de las líneas	54
Tabla 21. Resumen valores secciones por criterio de caída de tensión para cada línea de DC	55
Tabla 22. Resumen de los valores de las secciones por el criterio de caída de tensión de la línea AC de fotovoltaica	60
Tabla 23. Canalizaciones parte corriente continua.	70
Tabla 24. Canalizaciones electrolinera	71
Tabla 25. Resumen de secciones de conductores seleccionados	74
Tabla 26. Resumen canalizaciones seleccionadas.....	74

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Tabla 27. Energía a la salida de cada equipo.....	78
Tabla 28. Comparación producción y compra a red de energía.....	78
Tabla 29. Comparación energía consumida e inyectada a red.....	78

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

MEMORIA

1. Introducción

1.1. Objetivos

Los objetivos que se pretenden con este Trabajo de Fin de Máster son:

- En primer lugar, aprovechar la mayor cantidad de energía solar realizando el diseño y dimensionado una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes (100kW máximo) y sus elementos complementarios asociados.
- En segundo lugar, promover la movilidad sostenible incrementando la red existente de puntos de recarga en las carreteras españolas, y así poder reducir el efecto invernadero que los vehículos de combustión producen diseñando una electrolinera.
- En tercer lugar, realizar un estudio para estimar la cantidad de vehículos eléctricos que circularán por este tramo de la A-3 en años futuros, para así conocer la cantidad de puntos de recarga.
- En cuarto lugar, realizar una estimación de la evolución del precio de la energía eléctrica, tanto de compra como de venta, para obtener unos resultados que se asemejen más a la realidad.
- Finalmente, realizar un estudio de viabilidad económica para conocer si ejecutar este proyecto sería rentable económicamente.

1.2. Motivación

La principal motivación para realizar el presente TFM es finalizar mis estudios académicos y poder entrar al mundo laboral como Ingeniero Industrial.

Este tema ha sido seleccionado por diferentes motivos.

- El primero motivo es la creciente demanda de instalaciones fotovoltaicas, que conlleva una necesidad de ingenieros con conocimientos en diseño de este tipo de instalaciones. Por lo que, realizando este proyecto, se pueden obtener estos conocimientos, y así estar en ventaja frente a otros compañeros que no los tengan, ya que este un sector en el que me gustaría desarrollarme profesionalmente.
- El segundo motivo es poder aprovechar lo mejor posible la energía solar y así promover las energías renovables.
- El tercer motivo es invitar a que la sociedad se solidarice con el medio ambiente fomentando el uso de movilidad eléctrica ya que se incrementa la red española de puntos de recarga de vehículos.

1.3. Alcance

El alcance del proyecto comprende lo siguiente:

- Memoria descriptiva de la solución adoptada tanto para la instalación fotovoltaica como para la electrolinera.
- Memoria de cálculos justificativos de las instalaciones.
- Planos, mediciones y presupuesto del proyecto.

1.4. ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible que se pueden encontrar en este proyecto son:

- En primer lugar, el ODS 7, ya que se espera que con las dimensiones de la instalación de fotovoltaica se reduzca el coste de la factura de la luz en el emplazamiento y, además, se reduzca la generación por energías no renovables en el mix español.
- En segundo lugar, el ODS 8, ya que con la instalación de la electrolinera se espera un mayor flujo de personas por las instalaciones ya existentes en el emplazamiento, por lo que podrá crear puestos de trabajo y un crecimiento económico.
- En tercer lugar, el ODS 9, ya que se va a crear nueva infraestructura de recarga de vehículos, siendo esta relativamente nueva.
- En cuarto lugar, los ODS 5 y 10, ya que todas las personas podrán utilizar del mismo modo los puntos de recarga.
- En quinto lugar, el ODS 11, ya que se fomenta la movilidad sostenible y el uso de energías renovables.
- En sexto lugar, el ODS 12, ya que se realiza una producción de energía de forma responsable.
- En séptimo lugar, los ODS 3 y 13, ya que se espera que haya un menos uso de combustibles fósiles, tanto para generación de energía en el mix español, como en los vehículos. Reduciendo así los gases contaminantes y de efecto invernadero, que como consecuencia no perjudicarán a las personas.
- Finalmente, en octavo lugar, el ODS 15, ya que con estas medidas se espera reducir el impacto de la contaminación ambiental (por lo mencionado anteriormente) y también acústica, ya que los vehículos eléctricos generan menos ruido.

Figura 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible(Naciones Unidas, 2023).



Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Tabla 1. Grado de relación del TFM con los ODS

Objetivos de desarrollo sostenible	Alto	Medio	Bajo	No procede
ODS 1. Fin de la pobreza.				X
ODS 2. Hambre cero.				X
ODS 3. Salud y bienestar.	X			
ODS 4. Educación de calidad.				X
ODS 5. Igualdad de género.			X	
ODS 6. Agua limpia y saneamiento.				X
ODS 7. Energía asequible y no contaminante.	X			
ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico.	X			
ODS 9. Industria, innovación e infraestructuras.	X			
ODS 10. Reducción de las desigualdades.			X	
ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles.	X			
ODS 12. Producción y consumo responsables.	X			
ODS 13. Acción por el clima.	X			
ODS 14. Vida submarina.				X
ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres.		X		
ODS 16. Paz, justicia e instituciones sólidas.				X
ODS 17. Alianza para lograr objetivos.				X

1.5. Normativa aplicada

Para la realización del proyecto, se ha utilizado la siguiente normativa y reglamentos:

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e ITC.
- Código urbanístico de Castilla-La Mancha.
- IDAE. Guía técnica de energía solar térmica.
- IDAE. Guía profesional de tramitación del autoconsumo.
- IDAE. Pliego de instalaciones técnicas de instalaciones aisladas de red.
- IDAE. Pliego de instalaciones técnicas de instalaciones conectadas a red.
- UNE 21-056-81. Electrodo de puesta a tierra
- UNE 21056. Electrodo de puesta a tierra
- UNE-EN 60904-5. Dispositivos fotovoltaicos
- UNE 21123-1/5. Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1kV.
- UNE202006 Electrodo a tierra para instalaciones de baja tensión.
- UNE-HD 60364-5-52:2022. Instalaciones eléctricas de baja tensión.
- UNE-EN60947-2. Aparata de baja tensión.
- UNE-HD 60364-4-43. Instalaciones de baja tensión.
- UNE-HD 60364-5-54. Instalaciones eléctricas de baja tensión.
- Real Decreto 244/2019 donde se regulan condiciones administrativas, técnica y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 266/2021 sobre Plan Moves III modificado en el Real Decreto 406/2023
- Real Decreto 413/2014 sobre regulación de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 477/2021 por el que se aprueba la concesión directa a comunidades autónomas de ayudas ligados a programas de autoconsumo.
- Real Decreto 1098/2001 se aprueba el reglamento de la ley de contratos de administraciones públicas.
- Ley 7/2021 de cambio climático y transición energética.
- Ley 24/2013.
- Orden TED/1009/2022 se establece la obligatoriedad de instalar infraestructura de recarga eléctrica en estaciones de suministro de combustibles y carburantes.

La normativa utilizada en la realización del estudio de seguridad y salud es:

- Ley 31/1995 sobre Prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 485/1997 sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997 sobre Seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997 sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 487/1997 sobre Utilización de equipos de protección individual.
- Real Decreto 39/1997, Reglamento de Servicios de prevención.
- Real Decreto 1627/1997 sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Estatuto de los trabajadores (actualizado en el Real Decreto 2/2015).

2. Herramientas utilizadas

Para llevar a cabo el siguiente Trabajo Fin de Máster, se han utilizado las siguientes herramientas:

- Software HOMER para cálculo del recurso energético de la instalación y del estudio económico.



- Pvgis y Global Solar Atlas para comparar datos de radiación.



- Pvsyst para conocer la distribución óptima de los paneles.



- Datos de SolarGIS, proporcionados para conocer datos de radiación y ambientales.



- AutoCAD para la generación de planos.



- CYPE Arquímedes para la realización del presupuesto



- Google Maps para conocer el horario y la aglomeración de gente en el establecimiento.



- Google Earth Pro para conocer elevaciones del terreno y posibles elementos que causasen sombras.



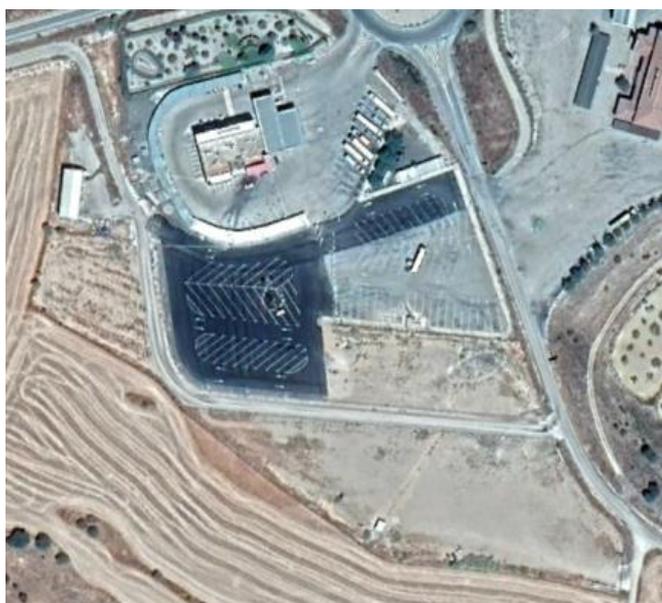
Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

3. Emplazamiento

3.1. Ubicación

El proyecto se localiza en un área de servicio ubicada en la Autovía del Este (de ahora en adelante A-3), perteneciente al termino municipal de Tébar, Cuenca. Este lugar de la A-3 tiene mucho transito debido que es un punto intermedio y de conexión entre la zona centro, el oeste y el suroeste de España con la costa del levante.

Figura 2. Emplazamiento del proyecto



3.2. Descripción del emplazamiento

Como se puede observar en la Figura 3, el terreno existente en la parcela es de grandes dimensiones, por lo que se podría realizar una gran instalación de energías renovables.

Figura 3. Parcela existente para llevar a cabo el proyecto.



Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

El área existente para realizar la instalación de paneles solares es la observada en la Figura 4. Se pueden diferenciar varios sectores:

- Cubierta de la gasolinera y del restaurante. Estos espacios son relativamente pequeños por lo que no se podría realizar una gran instalación de paneles aquí, a lo que se le suma que la orientación de este área no es la óptima, si no que para maximizar el área de captación deberían estar orientada con azimut -16° .
- Marquesina de la zona de aparcamiento. Este espacio es relativamente pequeño, a lo que se le suma que la cubierta tiene una inclinación aproximada de 10° , con orientación favorable en la parte situada al sur, pero desfavorable en la que se orienta desde el oeste hasta el nornoroeste.
- Terreno para aparcamiento de camiones, además de la parcela sin arreglar, es decir, la parte en la que el suelo es tierra que tiene una gran extensión (3,47 Ha). En esta zona se pueden instalar una gran cantidad de paneles solares distribuyéndolos de forma óptima en cuanto a orientación e inclinación.

Figura 4. Parcela existente para llevar a cabo el proyecto.



Finalmente, se va a proponer llevar a cabo la instalación completa en las áreas sin asfaltar ni edificar (sombreadas de color amarillo en Figura 5). Teniendo en cuenta que se podría realizar una ampliación del terreno sobre las zonas asfaltadas en caso de que fuese necesario.

A pesar de tratarse de un terreno en blanco con posibilidad de plantar cualquier tipo de planta o árbol que pueda producir beneficios, se decide realizar la instalación ya que los terrenos son poco fértiles. Además, en la parcela colindante existe un parque eólico, una decisión que apoya a la tomada en este proyecto.

Figura 5. Parte de la parcela en la que se realizará la instalación.



Este terreno grande tiene un desnivel máximo de 3 metros de altura por cada 100 m de longitud, es decir, un 3% de desnivel. Estando el punto más alto en la zona colindante con el aparcamiento y descendiendo hacia el sur. Esto significa que el desnivel es favorable para la instalación, pudiendo reducir así el espacio mínimo necesario entre hileras de paneles para que no se generen sombras entre ellos. El área pequeña de la izquierda prácticamente es plana, teniendo un pequeño desnivel favorable al igual que el área grande, se pueden ver los perfiles de elevación en los Anexos.

Conociendo donde se van a ubicar las instalaciones, haciendo uso de AutoCAD y del catastro (GOB, 2023), se obtienen las dimensiones, que para estas zonas son: para la zona pequeña, un área de 0,34 Ha y la zona grande, de 2,03 Ha.

3.3. Instalaciones existentes

En este complejo, antes de realizar la ampliación, se encuentra una zona de restaurante y una estación de servicio. Con este proyecto, se tiene pensado cubrir la mayor cantidad posible de necesidades energéticas de estas instalaciones más las de las nuevas.

El consumo medio de los últimos años, para las instalaciones existentes, es de 430 MWh anuales. A este consumo, habrá que sumarle el consumo producido por las nuevas instalaciones, que será estimado de forma aproximada en siguientes apartados.

Las necesidades que cubre el área de servicio son: la gasolinera surte gasóleos o diésel, gasolinas sin plomo y GLP o auto gas con servicio 24 horas. El restaurante cubre desde desayunos, abriendo a las 6 am, hasta cenas de manera interrumpida, cerrando a la 1 am.

3.4. Nuevas instalaciones

Las nuevas instalaciones que se pretenden añadir a las ya existentes son:

- Una electrolinera, ya que según la Ley 7/2021 y la Orden TED/1009/2022 que publicó en el Boletín Oficial del Estado el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), en cual se pone de manifiesto que será obligatorio incluir puntos de recarga entre sus instalaciones, si esta vende más de 5 millones de litros de gasolinas y gasóleos al año. En este caso, esta estación de servicio se encuentra en la franja de 5 a 10 millones de litros anuales, por lo que será necesario instalar como mínimo un punto de recarga con una potencia igual o superior a 50kW. Además, debido a la evolución del sector automovilístico y la mayor utilización de vehículos eléctricos enchufables por la sociedad, se quiere ofrecer la oportunidad de realizar dos tipos de recargas, rápida o estándar.
- Una instalación de energías renovables, en este caso, un huerto solar, capaz de cubrir la mayor cantidad posible de la demanda, teniendo en cuenta que se considerará como autoconsumo con excedentes, es decir, la potencia después de la inversión a AC no superará los 100kW, como se recoge en el Real Decreto 244/2019.

Para habilitar la zona de puntos de recarga, será necesario cambiar la distribución de los aparcamientos. En principio, esta se situará en una de las zonas de aparcamientos de camiones, como se puede observar en el área rectangular sombreada en amarillo de la Figura 6. Este espacio es superior al necesario, por lo que, una vez conocidas las necesidades, se determinará el espacio indispensable.

Como se recoge en la Orden TED/1009/2022, los puntos de recarga deben estar a menos de 300 metros de las instalaciones de suministro de combustible, en este caso, aproximadamente a 50 metros.

Figura 6. Espacio disponible para electrolinera.



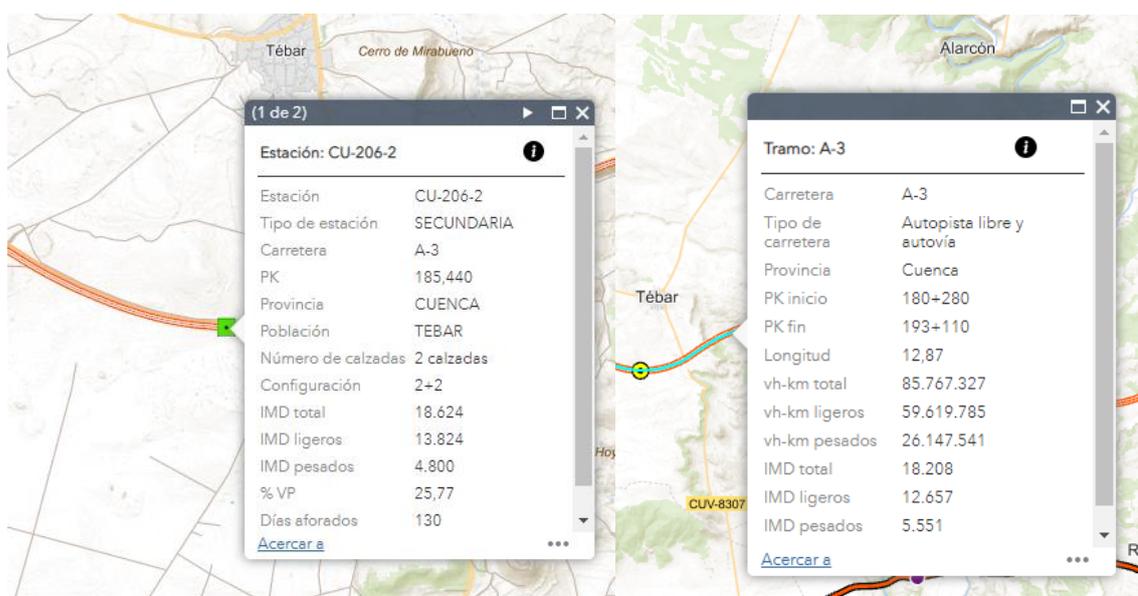
4. Estimación de vehículos eléctricos

En España, el año 2022, existían 205.720 turismos con la etiqueta CERO, esta denominación se da a los vehículos 100% eléctricos, los híbridos enchufables con autonomía superior a 40 km y los de hidrógeno (muy inferiores en cantidad), y 1.002.733 turismos con el distintivo ECO . Esto haría que alrededor de 1,2 millones de vehículos pudieran utilizar puntos de recarga, de los 35.668.443 que formaran el parque español de vehículos (DGT, 2023). Aproximadamente 2,6 millones son vehículos pesados.

Según datos del mapa de carreteras de la Dirección General de Carreteras (DGC)(DGC, 2021), en este tramo existe una intensidad media diaria (IMD) promedio de 18.400 vehículos entre 2018 y 2021, de los cuales aproximadamente 13.200 son ligeros, como se observa en la

Figura 7.

Figura 7. Mapa IMD de la DGC de 2018 (izq) y 2021(der).



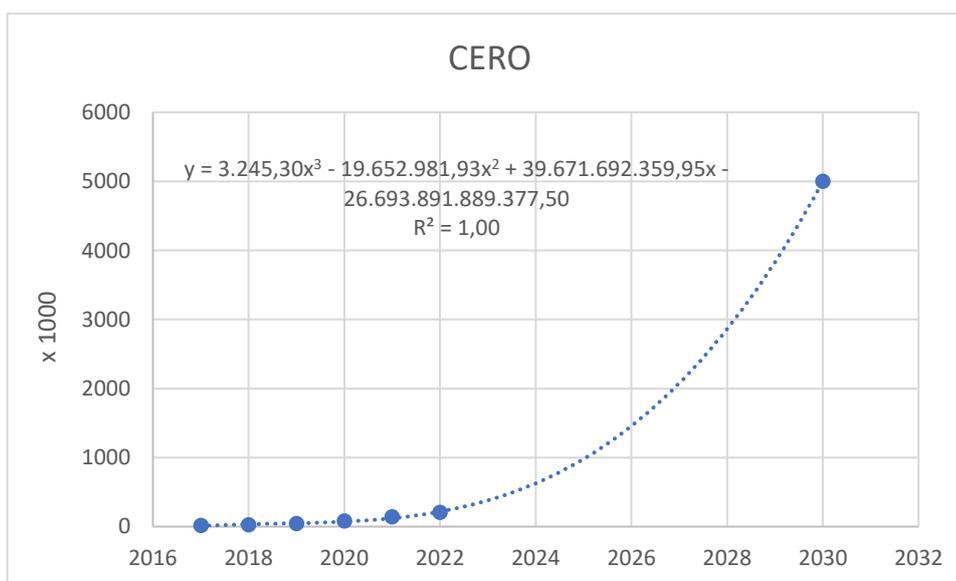
Para la estimación y el dimensionado de la electrolinera, se van a utilizar los datos únicamente de vehículos con la etiqueta CERO. El dimensionado de esta se va a llevar a cabo haciendo una estimación de los vehículos que habría en España en el año 2026 con el crecimiento actual y cumpliendo el objetivo de tener 5 millones de vehículos eléctricos en el parque español en 2030 (Gómara, 2022), cumpliendo así la hoja de ruta de la Unión Europea. Pudiendo, de esta manera, cubrir la demanda de puntos de recarga durante los próximos años.

Con los valores desde 2017 hasta 2022(DGT, 2018, 2019, 2020, 2021, 2023) de la DGT, y teniendo en cuenta el objetivo marcado, se puede estimar el crecimiento del parque de vehículos eléctricos para el año 2026.

Tabla 2. Número de vehículos con etiqueta CERO según año.

Año	Vehículos con etiqueta CERO
2017	14473
2018	25738
2019	41879
2020	78057
2021	137715
2022	205720
2030	5000000

Figura 8. Gráfico de regresión polinómica



Como se puede observar, esta regresión polinómica se ajusta perfectamente, dando como resultado la ecuación {1} con la que se estimará el valor para 2026.

$$y = 3.245,30x^3 - 19.652.981,93x^2 + 39.671.692.359,95x - 26.693.891.889.377,50 \quad \{1\}$$

Sustituyendo el valor de la X por el del año que se quiere calcular, se obtiene que para 2026, siguiendo la tendencia actual, existirían alrededor de 1,46 millones de vehículos con la etiqueta CERO en España.

Conociendo datos de la evolución de los turismos según la DGT y ANFAC (Orús, 2022), suponiendo un crecimiento en los próximos años de 0,5% anual, para 2026, existirán 30,63 millones de turismos en España. Haciendo uso de los datos de la DGT, se puede obtener que aproximadamente el 4,76% de los vehículos ligeros del parque nacional serán eléctricos.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Extrapolando con los datos de la DGC, se puede estimar que el IMD de vehículos eléctricos que transitará este tramo de autovía para el año 2026 será de 628 veh/d.

Para el año 2026 se prevé que la mayoría de los vehículos que circulen tengan al menos las mismas características que los vehículos eléctricos más modernos, por eso, conociendo los vehículos más vendidos de 2022 (Díaz, 2023) y sus autonomías, se va a estimar el número de vehículos que podrían recargar en estas instalaciones.

Tabla 3. Autonomía de vehículos eléctricos más vendidos de España durante 2022 en autopista a 130 km/h (AutoBild, 2023).

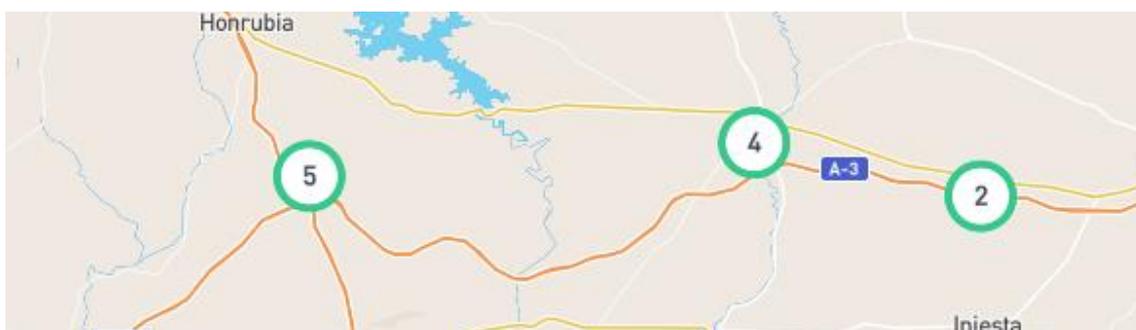
Modelo	Autonomía (km)	Batería (kWh)
Tesla Model 3	363	60
Tesla Model Y	304	77
Kia e-Niro	326	64,8
Hyundai Kona	336	64
Kia EV6	305	77,4
Hyundai Ioniq 5	261	77,4
Media	315,83	68,64

Como se puede observar en electromaps (*Electromaps, 2023*), esta es una zona con bajos puntos de recarga cercanos a la autovía, por lo que teniendo el tránsito moderado de vehículos y siguiendo la recomendación de descansar cada dos horas de conducción o 200 km. Este es un punto potencial para añadir una electrolinera, aun si no fuese necesario cumplir la Ley 7/2021, ya que se encuentra en el trayecto que une la parte central y oeste de la península con la este.

Figura 9. Electromaps general de la A3.



Figura 10. Electromaps en las cercanías del área de servicio.



Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Como se ve reflejado en el estudio de la autonomía hay diferentes tipos de vehículos con amplia diferencia de capacidad de baterías. Se va a considerar que la batería media de los vehículos que recargarán será de 69 kWh.

Una vez conocida la capacidad de las baterías de los vehículos y la posible afluencia de estos por esta autovía. Siendo posible su parada a repostar en este área de servicio debido a su posición estratégica. Y sumándole el supuesto crecimiento que se verá en los próximos años del sector de los vehículos eléctricos, existen diferentes soluciones que se pueden adoptar para cubrir las necesidades.

Primero de todo, habría que cumplir con la ley anteriormente mencionada, por lo que al menos se debería instalar un punto de recarga con 50 kW de potencia. A este, se le podrían añadir otros cargadores, bien sean de 50 kW o de menor y mayor potencia para tener una amplia gama de soluciones para los conductores.

Por lo que se podrían instalar unos puntos de recarga a potencia inferior para gente que pare a descarnar un periodo más largo, como, por ejemplo, comiendo en el restaurante. Otra solución sería añadir, o bien un punto de recarga de mayor potencia, para la gente que necesite recargar la batería en un menor periodo de tiempo, o añadir una unidad de potencia al punto de 50kW para así tener este plus.

En posteriores apartados se elegirá el sistema que se va a instalar.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

5. Demanda energética.

5.1. Consumos actuales

Los consumos a lo largo de los últimos años, exceptuando el año de la pandemia producida por la COVID-19, son similares, por lo que se va a utilizar los datos de consumo del año 2022.

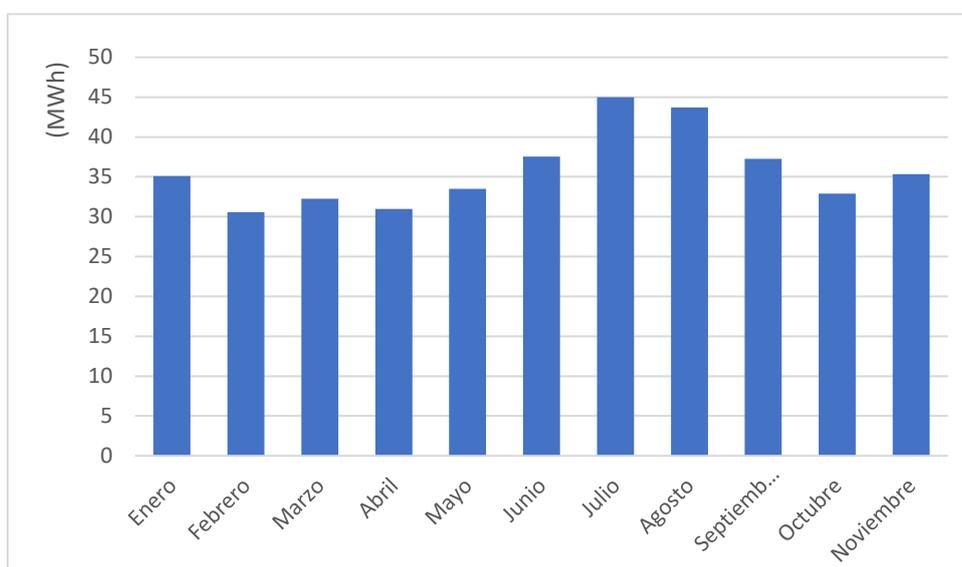
Tabla 4. Consumos del año 2022

	Fecha Desde	Fecha Hasta	CAHL	CAHP	CAHV	CAHT
Enero	01/01/2022	31/01/2022	12.963,98	6.802,39	15.314,14	35.080,52
Febrero	01/02/2022	28/02/2022	11.432,76	5.997,33	13.123,70	30.553,80
Marzo	01/03/2022	31/03/2022	12.444,82	6.506,78	13.286,49	32.238,09
Abril	01/04/2022	30/04/2022	12.104,51	5.809,14	13.070,23	30.983,89
Mayo	01/05/2022	31/05/2022	13.251,17	6.138,81	14.116,06	33.506,04
Junio	01/06/2022	30/06/2022	15.096,62	7.096,67	15.350,50	37.543,79
Julio	01/07/2022	31/07/2022	18.122,68	8.639,39	18.249,32	45.011,40
Agosto	01/08/2022	31/08/2022	17.681,08	8.734,09	17.283,04	43.698,22
Septiembre	01/09/2022	30/09/2022	15.021,84	7.190,27	15.035,85	37.247,96
Octubre	01/10/2022	31/10/2022	12.931,10	6.139,65	13.809,82	32.880,58
Noviembre	01/11/2022	30/11/2022	13.492,13	7.089,15	14.746,22	35.327,51
Diciembre	01/12/2022	31/12/2022	14.117,13	7.173,02	15.744,89	37.035,04
		Total	168.659,82	83.316,71	179.130,28	431.106,82
	CRHL	CRHP	CRHV	MAHL	MAHP	MAHV
Enero	569,03	400,92	1.191,25	68,93	67,2	69,09
Febrero	425,16	264,66	931,12	67,98	69,19	67,85
Marzo	451,93	229,34	840,07	79,94	79,94	79,38
Abril	448,91	202,56	654,53	67,48	66,5	63,9
Mayo	714,54	336,11	841,3	71,28	67,07	72,45
Junio	1.131,43	557,21	1.231,99	78,19	74,1	78,59
Julio	1.692,10	825,71	1.817,33	81,23	80,22	81,14
Agosto	1.755,21	914,18	1.827,10	87,38	87,38	90,02
Septiembre	1.150,69	672,28	1.223,60	89,18	90,83	91,96
Octubre	716,3	378,47	773,93	64,21	62,04	64,87
Noviembre	625,85	304,2	696,63	121,22	111,34	116,83
Diciembre	688,48	328,64	993,2	76,96	80,08	72,8
Total	10.369,63	5.414,27	13.022,05	953,96	935,88	948,88

Donde:

- CAHL es consumo de potencia activa horario llano en kWh.
- CAHP es consumo de potencia activa horario pico en kWh.
- CAHV es consumo de potencia activa horario valle en kWh.
- CAHT es consumo de potencia activa total en kWh.
- CRHL es consumo de potencia reactiva horario llano en kVArh.
- CRHP es consumo de potencia reactiva horario pico en kVArh.
- CRHV es consumo de potencia reactiva horario valle en kVArh.
- MAHL es máxímetro potencia activa horario llano en kW.
- MAHP es máxímetro potencia activa horario pico en kW.
- MAHV es máxímetro potencia activa horario valle en kW.

Figura 11. Consumo de la instalación en 2022.



Como se puede observar en la Figura 11, los mayores consumos se producen en los periodos vacacionales, como son los meses de verano e invierno, cuando hay más desplazamientos y una mayor demanda energética para climatizar las instalaciones.

El perfil de consumos diario se va a estimar haciendo uso de una herramienta de Google Maps en la cual se puede observar la cantidad de personas que transcurren el restaurante y la gasolinera durante todos los días de la semana.

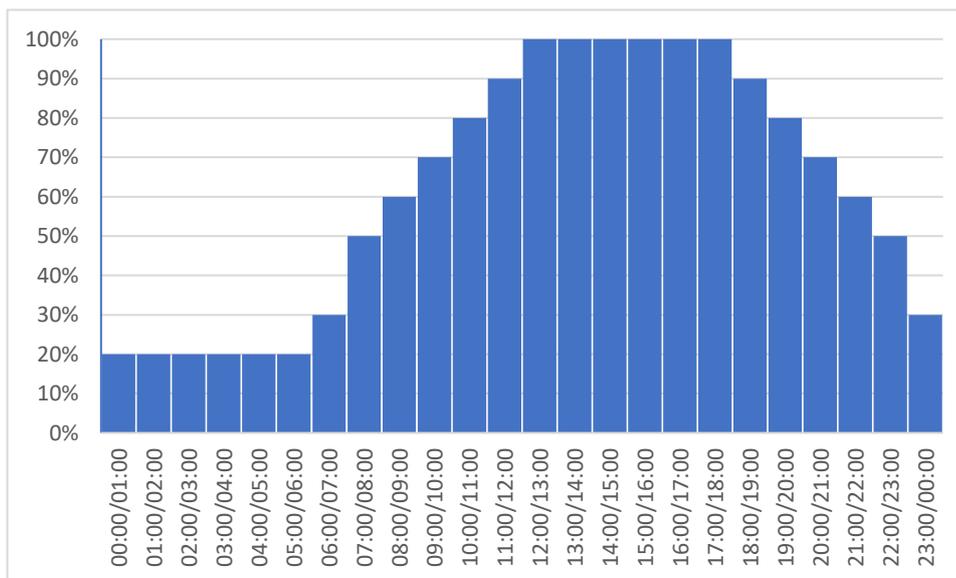
Figura 12. Perfil de tránsito del restaurante (izq) y de la gasolinera (der).



Por lo que, sumándolos, se puede prever que el perfil de consumos del área de servicio al completo sea la que se muestra en la Figura 13.

Esta misma estimación es la que se prevé para todos los meses del año, siendo el máximo de consumo en cada uno de los meses diferente, a eso se debe que el consumo se haya expresado en porcentajes.

Figura 13. Perfil de consumo energético diario en porcentaje.



5.2. Estudio del precio de la electricidad

Para realizar un estudio económico lo más realista posible, habría que realizar un estudio exhaustivo en el cual, con una gran cantidad de variables, se podría estimar el precio a 25 años vista. Este estudio no está comprendido dentro de los contenidos de este TFM ya que por sí mismo podría ser uno de estos, como se muestra en los trabajos (Dumitru Zanfir, 2021; Querol Herrá, 2019).

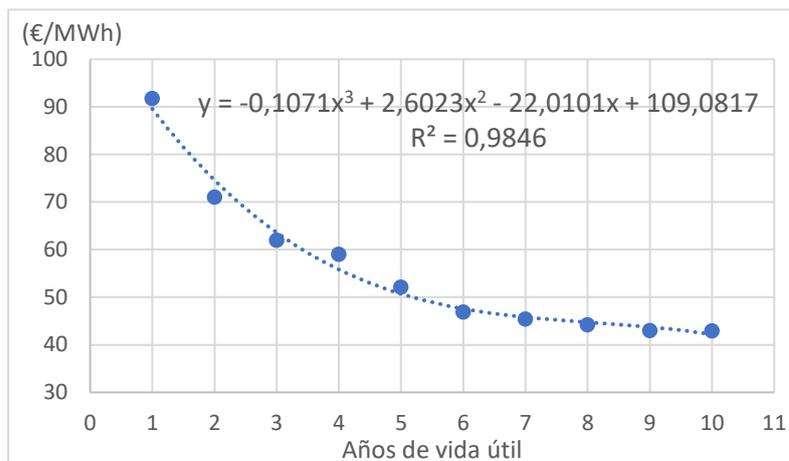
De igual forma, se va a realizar una estimación de la evolución del precio con las aproximaciones calculadas por el OMIP hasta 2033 (OMIP, 2023).

Tabla 5. Estimación precio de energía del OMIP

Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Precio €/MWh	100,50	76,50	64,00	59,02	52,17	46,96	45,52	44,31	43,07	43,05

Como se puede observar en los datos, en los últimos años el precio se mantiene prácticamente constante, por lo que se va a suponer como válido un valor de 43,05 MWh hasta 2048, ya que 25 años son el tiempo de vida para el que se estima el proyecto.

Figura 14. Estimación de la evolución de precios del MWh por el OMIP



Como se puede observar en la ecuación {2}, tenemos la línea de tendencia que rige la evolución del precio del MWh según el OMIP desde 2024 hasta 2033, sustituyendo en la x el valor del año de vida útil desde 1 hasta 10.

$$y = -0,1494x^3 + 3,5313x^2 - 28,5255x + 123,6597 \quad (\text{€/MWh}) \quad \{2\}$$

Desde 2034 hasta 2048, es decir, del año de vida útil 11 hasta el 25, el valor será constante de 43,05 €/MWh.

El complejo hostelero tiene una tarifa 3.0TD 6 periodos en baja tensión, con un equipo de medida tipo 2 ya que el consumo anual es mayor de 450kWh.

El precio del MWh para cada uno de los periodos es el siguiente.

Tabla 6. Precio de cada periodo en la tarifa del área de servicio en 2023

Periodo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
€/MWh	148,764	129,479	116,802	85,894	79,063	53,968

Haciendo uso de la línea de tendencia {2}, para el año 0 (2023), el precio tendría un valor de 123,6597 €/MWh, por lo que dividiendo entre este valor esta ecuación y multiplicándolo por el precio de cada periodo, se obtiene la línea de tendencia para cada uno de los periodos.

$$y(P1) = -0,1797x^3 + 4,2481x^2 - 34,3153x + 148,7590 \quad (\text{€/MWh}) \quad \{3\}$$

$$y(P2) = -0,1564x^3 + 3,6971x^2 - 29,8651x + 129,4669 \quad (\text{€/MWh}) \quad \{4\}$$

$$y(P3) = -0,1411x^3 + 3,3354x^2 - 26,9434x + 116,8012 \quad (\text{€/MWh}) \quad \{5\}$$

$$y(P4) = -0,1038x^3 + 2,4528x^2 - 19,8133x + 85,8919 \quad (\text{€/MWh}) \quad \{6\}$$

$$y(P5) = -0,0955x^3 + 2,2576x^2 - 18,2364x + 79,0557 \quad (\text{€/MWh}) \quad \{7\}$$

$$y(P6) = -0,0652x^3 + 1,54084x^2 - 12,4468x + 53,9576 \quad (\text{€/MWh}) \quad \{8\}$$

Sustituyendo ahora en los valores de X por el año de vida útil de la instalación en que se encuentren, de 1 a 10, se obtienen los valores hasta 2033. El precio de los periodos hasta 2048, serán los valores constantes de los periodos de 2033, al igual que anteriormente.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Tabla 7. Estimación precio de los periodos de la energía hasta 2033

Año	P1 (€/MWh)	P2 (€/MWh)	P3 (€/MWh)	P4 (€/MWh)	P5 (€/MWh)	P6 (€/MWh)
2024	118,512	103,143	93,052	68,428	62,981	42,986
2025	95,683	83,274	75,127	55,246	50,849	34,706
2026	79,193	68,923	62,180	45,725	42,086	28,725
2027	67,964	59,150	53,363	39,242	36,119	24,652
2028	60,918	53,018	47,831	35,173	32,374	22,096
2029	56,976	49,587	44,736	32,898	30,279	20,666
2030	55,061	47,920	43,232	31,792	29,261	19,972
2031	54,093	47,078	42,472	31,233	28,747	19,620
2032	52,994	46,122	41,610	30,598	28,163	19,222
2033	50,687	44,113	39,798	29,266	26,937	18,385

Para conocer el termino de potencia, se va a llevar a cabo la misma metodología para conocer la evolución del precio a lo largo de los años de vida útil del proyecto para esta tarifa. Se van a utilizar los datos obtenidos de la Resolución de 15 de diciembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, estos son:

Tabla 8. Término de potencia del peaje de transporte y distribución de 2023

Periodo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
€/kW año	10,267292	10,039843	2,651271	2,303199	1,381933	1,381933

Por lo que haciendo uso de la misma recta de evolución calculada a partir de los datos del OMIP, se obtienen los siguientes datos.

Tabla 9. Estimación precio de los periodos del término de potencia hasta 2033

Año	P1 (€/kW año)	P2 (€/kW año)	P3 (€/kW año)	P4 (€/kW año)	P5 (€/kW año)	P6 (€/kW año)
2024	8,17965	7,99845	2,11219	1,83489	1,10095	1,10095
2025	6,60399	6,45769	1,70531	1,48143	0,88887	0,88887
2026	5,46586	5,34478	1,41142	1,22612	0,73568	0,73568
2027	4,69086	4,58694	1,21130	1,05227	0,63137	0,63137
2028	4,20454	4,11140	1,08572	0,94318	0,56591	0,56591
2029	3,93249	3,84538	1,01547	0,88215	0,52930	0,52930
2030	3,80028	3,71609	0,98133	0,85249	0,51150	0,51150
2031	3,73347	3,65077	0,96408	0,83751	0,50251	0,50251
2032	3,65765	3,57662	0,94450	0,82050	0,49230	0,49230
2033	3,49839	3,42089	0,90337	0,78477	0,47087	0,47087

De igual manera, los precios hasta 2048 serán constantes y con los valores del año 2033.

Como en el software HOMER no se puede introducir los precios para cada uno de los años, se va a realizar la media aritmética para cada periodo y este será el valor introducido en el programa.

Tabla 10. Valores de precio de energía y potencia a introducir en HOMER

Media	P1	P2	P3	P4	P5	P6
(€/MWh)	58,095	50,561	45,615	33,544	30,874	21,072
(€/ kW año)	4,00972	3,92089	1,03541	0,89948	0,53969	0,53969

5.3. Electrolinera

5.3.1. Estimación de la demanda en puntos de recarga

Teniendo en cuenta las dimensiones de la electrolinera y la afluencia de los vehículos en 2026 por este tramo de autovía, se estima que haya de media 2 recargas a la hora durante 6 horas al día, coincidiendo con los momentos de mayor demanda energética en la instalación. Para épocas vacacionales, se estima que, en lugar de 6 horas al día, serán 8 horas, es decir, durante todo el año se realizarán 12 recargas diarias exceptuando época vacacional que serán 16 recargas, todas a 50 kW por día de media, simplificando así las estimaciones.

Se estima con el cargador de 50 kW ya que las recargas serán, aproximadamente del 70-80% de la batería, es decir, alrededor de 48-55 kWh. Esta estimación se acepta como valida ya que no solamente se utilizarán los cargadores de 50 kW, si no que determinados vehículos utilizarán las recargas de 22kW . A esto se le suma que la velocidad de recarga no es constante para los vehículos y las diferentes potencias de carga, si no que cuando el porcentaje de carga de la batería está por encima del 80%, la velocidad disminuye como se puede observar en la Figura 15, donde están graficadas las velocidades de carga de varios turismos a diferentes potencias.

La distribución de las recargas, para asemejar de forma más fidedigna a la realidad, se va a estimar una variabilidad de consumo del 10% para que se realice un cálculo más cercano a la realidad con el software HOMER.

Figura 15. Curvas de carga de diferentes modelos de turismo a varias potencias (myrecarga, 2022).

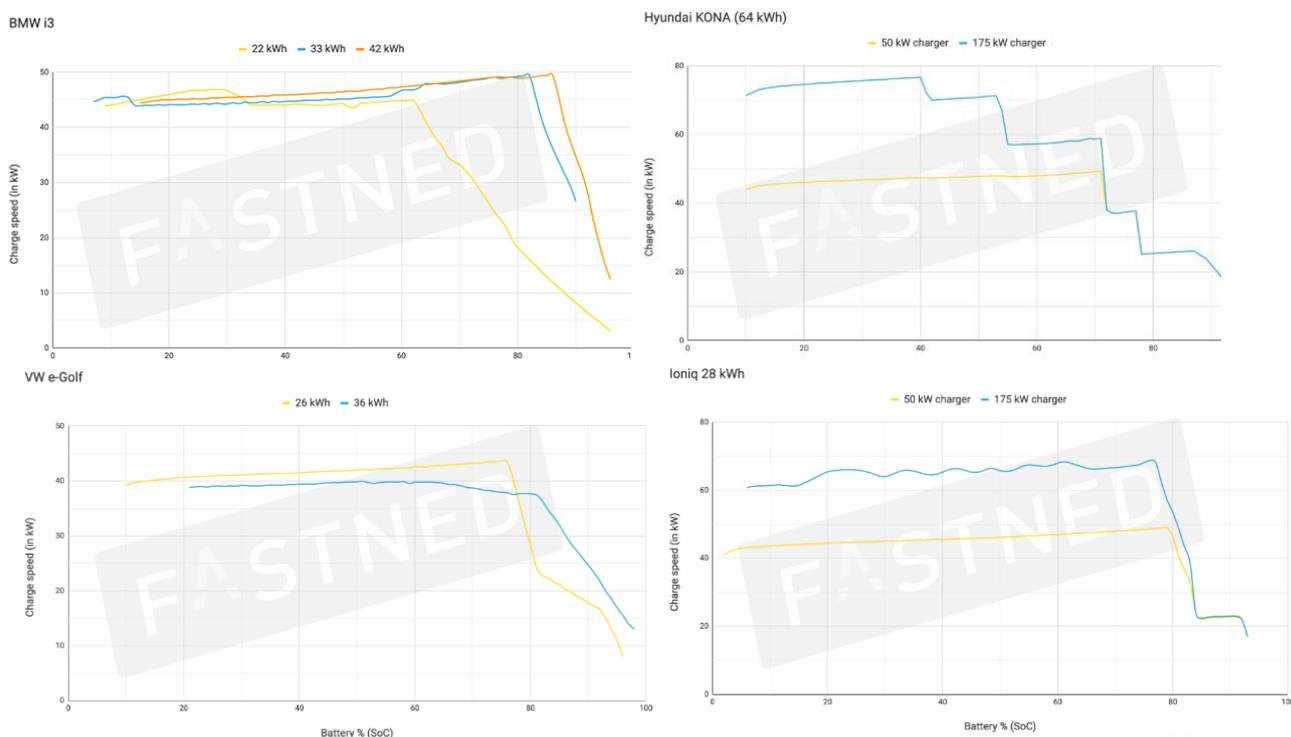
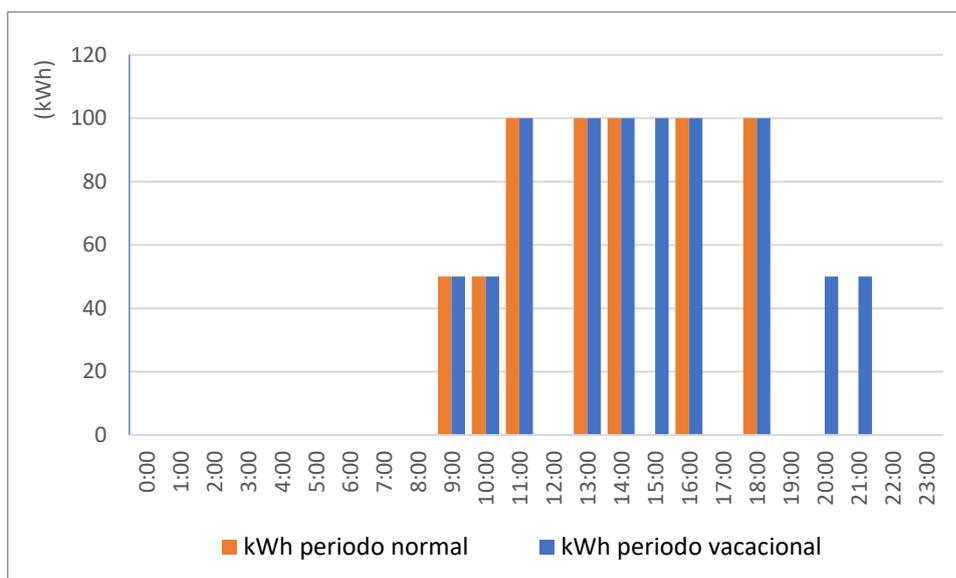


Figura 16. Perfil de consumos de diario con electrolinera.



Por lo que introduciendo estos valores en el software HOMER. Teniendo en los meses de julio y agosto, y periodos vacacionales de Navidad y Semana Santa la venta de energía será de 800kWh/día y el resto del año será de 600kWh/día. Además, añadiendo una variabilidad del 10% en las recargas, se obtiene un valor medio de recarga diario de 640kWh/día, haciendo un total de 233.600kWh vendidos a lo largo del año.

5.3.2. Precio de venta de energía en electrolineras

En la actualidad se encuentran diferentes precios a lo largo de las electrolineras en las carreteras españolas. El rango de precios oscila entre 0,2€/kWh en estaciones de recarga a baja velocidad hasta 0,79€/kWh en estaciones de recarga ultrarrápidas (EUROMASTER Mantenimiento del vehículo, 2022; Peñalta, 2023). Por lo que el precio al que se establece la venta en la electrolinera será de 0,50€/kWh, que es un precio intermedio, para una velocidad de recarga intermedia.

Suponiendo, al igual que para el precio de compra de energía eléctrica, el de venta va a seguir la misma tendencia que la mostrada en el apartado 5.2, por lo que el precio medio sería de 0,1953 €/kWh.

6. Recurso energético.

6.1. Recurso solar

Para realizar una buena estimación del recurso solar, es necesario obtener la información de una base de datos fiable. En este caso, todos los datos utilizados para el apartado 6 y posteriores han sido facilitados por SolarGIS, por el Global Solar Atlas (*Global Solar Atlas*, 2023) (herramienta web desarrollada y sellada por la empresa SolarGIS entre otras) y por PVGIS (*PVGIS*, 2023) (herramienta web de la Unión Europea). Los datos utilizados son los del llamado año meteorológico típico (TMY de sus siglas en inglés Typical Meteorological Year) con una probabilidad del 90%.

6.1.1. Clima

El clima es un factor clave para la generación de energía solar, ya que afecta directamente la disponibilidad y la eficiencia de las fuentes de energía solar. Factores como la radiación solar, la temperatura, la humedad y la distribución de las precipitaciones influyen en la generación por una instalación fotovoltaica.

La radiación solar es importante porque su nivel e intensidad varían según la ubicación geográfica y la estación del año. Por otro lado, las altas temperaturas pueden afectar negativamente el rendimiento de los paneles fotovoltaicos siendo la temperatura máxima del TMY 37,8°C. La humedad y precipitación también juegan un papel importante a la hora de realizar el mantenimiento siendo la media a lo largo del año del 62,87%.

6.1.2. Irradiación

La posición geográfica de este emplazamiento es alrededor de 39°29'N de latitud. Antes de ver ningún dato de radiación, cabe pensar que esta será muy superior en los meses con más luz natural, es decir, superior los meses de verano e inferior en los de invierno para el hemisferio norte. Como se puede observar en la Tabla 11, cumple con lo pensado perfectamente. Llegando a ser alrededor de 4 veces superior la radiación el mes de julio (mes con más radiación) comparado con el mes de diciembre (mes con menor radiación).

En la Figura 17 se puede observar de forma gráfica la comparación entre GHI, DNI y DIF.

Tabla 11. Radiación mensual del TMY.

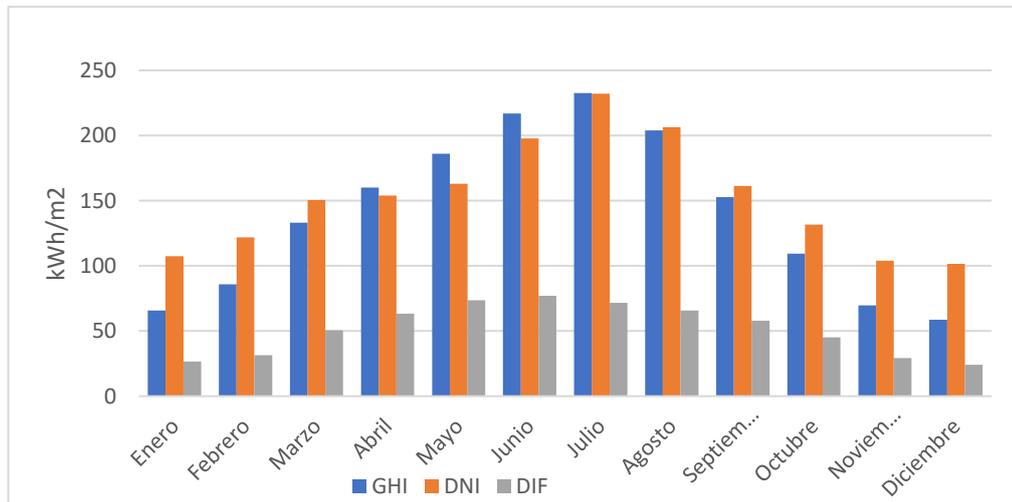
Radiación mensual TMY							
Mes	GHI	DNI	DIF	Mes	GHI	DNI	DIF
Enero	65,749	107,488	26,481	Julio	232,641	232,024	71,711
Febrero	85,739	121,797	31,53	Agosto	203,93	206,404	65,668
Marzo	133,235	150,624	50,587	Septiembre	152,678	161,355	57,817
Abril	160,074	153,866	63,312	Octubre	109,485	131,613	45,203
Mayo	186,108	162,909	73,514	Noviembre	69,813	103,969	29,375
Junio	216,893	197,798	77,012	Diciembre	58,783	101,428	24,227

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Donde:

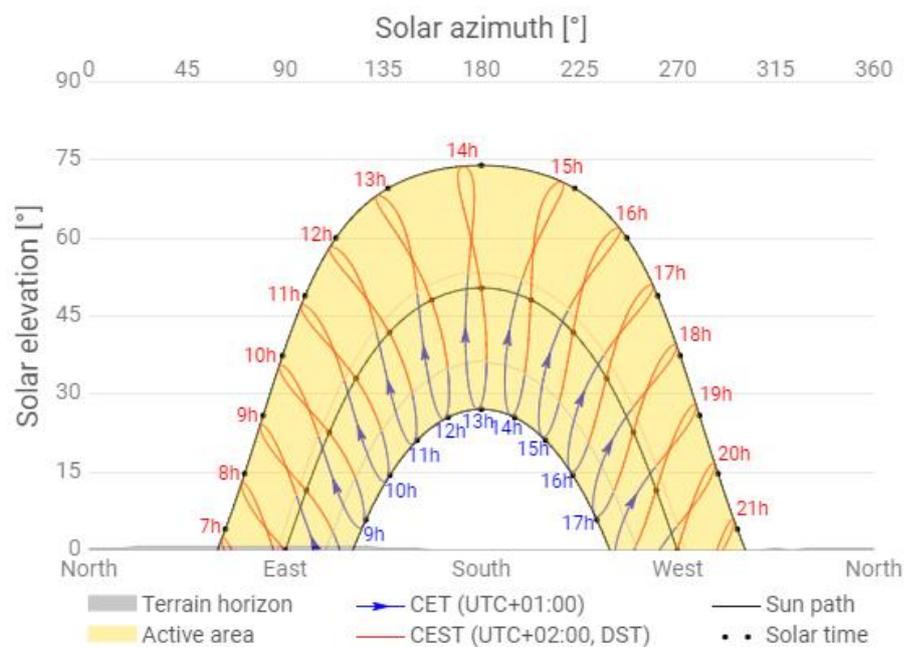
- GHI es Global Horizontal Irradiation [kWh/m²]
- DNI es Direct Normal Irradiation [kWh/m²]
- DIF es Diffuse Horizontal Irradiation [kWh/m²]

Figura 17. Gráfico de radiación mensual del TMY.



Comparando los datos de SolarGIS con los obtenidos en el Global Solar Atlas, se observa que son muy similares. Además, proporciona también la trayectoria solar.

Figura 18. Trayectoria solar en el emplazamiento de la instalación.

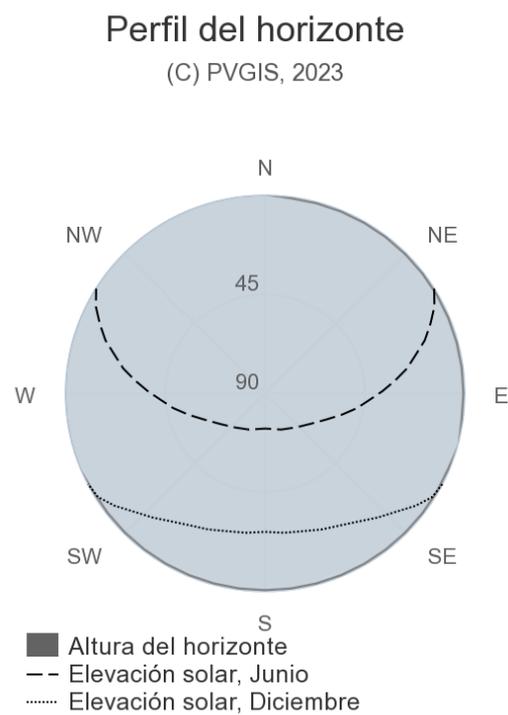


Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Utilizando la herramienta de la unión europea PVGIS, también se puede obtener la radiación, el TMY y los datos necesarios para realizar la instalación fotovoltaica. Los datos de radiación son muy similares a los proporcionados por las aplicaciones anteriores, esto se debe a que los datos son obtenidos con diferentes bases de datos.

En este caso, la forma de representar la trayectoria solar y el perfil de horizonte es la siguiente.

Figura 19. Perfil de horizonte de PVGIS



7. Selección de componentes

7.1. Paneles solares

Ya que en este emplazamiento no existe limitación en cuanto a espacio para realizar la instalación, se ha realizado una comparativa de paneles solares que tienen 585 Wp como se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 12. Comparativa de diferentes paneles solares (ENF, 2023j, 2023g, 2023d, 2023, 2023c)

Modelo	RL-585HF	HiKu7 CS7L-580-610MS	TOPMAX GEP-AfMc585MH	FLST-580-600M	HC7 580-610W
Potencia (Pmax)	585 Wp	585 Wp	585 Wp	585 Wp	585 Wp
Coste(€/Wp)	0,208 €/Wp	0,209 €/Wp	0,165 €/Wp	0,248 €/Wp	0,220 €/Wp
Tensión (Vmax)	34,1 V	34,9 V	42,52 V	34,2	34,1 V
Corriente (Imax)	17,6 A	17,2A	13,76 A	17, 4A	17,02 A
Eficiencia	22,1 %	21,2%	22,07 %	20,7 %	20,5 %

Finalmente, tras comparar los 5 paneles anteriores, se elige el TOPMAX GEP-AfMc585MH ya que es el panel que desarrolla más potencia con una mayor eficiencia y un precio más reducido, siendo de 0,165 €/Wp, teniendo un coste de 96,53 € por panel. Este fabricante da una garantía del producto de 15 años y una garantía energética de potencia de salida del 87% a los 30 años.

En el apartado 8.1 esta detallado el cálculo y la selección tanto del número de paneles por string como el número de strings. Finalmente serán 10 strings con 19 paneles por cada uno, ascendiendo hasta un total de 190 paneles con una potencia pico instalada de 111,15kWp, según la definición encontrada en el artículo 3 del Real Decreto 413/2014.

7.2. Sistema de montaje

El sistema de montaje será de estructura fija a una inclinación de 35º orientando estas estructuras perfectamente hacia el sur con azimut 0º. Como se ha calculado en el apartado 8.1, la separación hileras de paneles será de 3,4 metros, aunque la pendiente del terreno sea favorable para evitar la generación de sombras entre equipos.

Teniendo en cuenta la orientación e inclinación, y conociendo el panel con el cual se va a realizar la instalación, se encuentran las siguientes alternativas de estructuras cumplirían con los requisitos mencionados.

La estructura seleccionada después de realizar la comparativa es el GA2 Ground Solar Mounting System, ya que el material con el cual está hecha la estructura es de acero inoxidable y aluminio, además, cumple perfectamente el rango de inclinación posible con la que tendrá el panel.

Aun no siendo la estructura que más carga de viento aguanta, es la seleccionada ya que las velocidades a esta altura y en este emplazamiento no son tan elevadas. Teniendo una resistencia a la carga de nieve de 6kN, que aguantaría perfectamente las nevadas que se producen en esta zona geográfica, cumpliendo con los requerimientos del CTE.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Otra de las razones por la que se escoge esta estructura es porque esta elevada respecto del suelo un mínimo de 70cm, lo cual es una altura óptima para facilitar la instalación de los conductores, y sobre todo, evitar posibles fallos eléctricos debidos a acumulación de agua (en caso de lluvia) o para evitar fallos tanto en paneles como en la instalación eléctrica producidos por roedores.

Tabla 13. Comparativa estructuras de montaje (ENF, 2023k, 2023a, 2023e, 2023b)

Modelo	GM-06 Galvanized Steel Solar Mounting System	Hot dip galvanized Zinc Steel Solar Mounting System	GA2 Ground Solar Mounting System	Easy solar kit balkonkraftwerk adjustable angle solar balcony mounting bracket
Coste	1.370€/100 paneles	49,6€/4 paneles	192€/18 paneles	55€/panel
Coste en 190 paneles	2.603€	2.356€	2.026,67€	10.450€
Material	Aluminio	Acero Galvanizado	Aluminio, Acero Inoxidable	Aluminio
Material elementos pequeños	Acero Inoxidable	Aluminio, Acero Inoxidable	Aluminio, Acero Inoxidable	Aluminio
Inclinación	0-60º	0-60º	0-45º	30-50º
Carga de viento	216 km/h	216 km/h	165,6 km/h	216km/h
Carga de nieve	-	2,4	6	1,4kN/m ²

7.3. Inversor

El inversor seleccionado es de 100 kW como mucho ya que esta instalación será destinada al autoconsumo con excedentes como marca el Real Decreto 244/2019. Al igual que anteriormente, se han comparado varios inversores con características similares.

Tabla 14. Comparativa de diferentes inversores (ENF, 2023i, 2023f, 2023h)

Modelo	SUN2000-100KTL-M1	ATESS HPS100	SDP-100KW
Potencia (Pn)	100 kW	100 KW	100 Wp
Coste(€/Wp)	0,0328€/Wp	0,123 €/Wp	0,182 €/Wp
Eficiencia	98,6 %	>97 %	93 %

Como se ve en la comparación por tener una mayor eficiencia y un menor coste por Wp se elige el SUN2000-100KTL-M1 de la casa Huawei Technologies. Además de estas características, este inversor tiene mejores características como la clase protectora o mejor visualización en los displays. Por lo tanto, el coste total por obtener el inversor asciende hasta 3.280 €.

7.4. Conductores

7.4.1. Lado de corriente continua

Los conductores en el lado de DC discurrirán en su mayor parte por canalización enterrada desde la conexión con los paneles hasta la conexión con el inversor.

El cableado estará constituido por un conductor de cobre unipolar con un aislante de polietileno reticulado (XLPE) del tipo termoestable. Además, contará con un recubrimiento de policloruro de vinilo (PVC) para protegerlo de la intemperie, ya que en las conexiones entre paneles este discurrirá al aire libre. Por lo que según la norma UNE 21123-2, el cable seleccionado entra dentro del tipo RV-K (cables sin armadura ni pantalla, con conductor de cobre flexible).

Las características para este tipo de cables son:

- Tensión asignada 0,6/1 kV
- Temperatura máxima de aislamiento: Servicio nominal 90°C, Cortocircuito 250°C durante 5s como máximo.

Tras realizar el dimensionado de las secciones como se muestra en los siguientes apartados, se obtiene que los cables utilizados para el lado de DC serán 10 cables unipolares de 10mm² por fase más 10 cables de 10 mm² por neutro, es decir, 10x(1x10mm²+1x10mm²). Donde serán los cables para las fases de color marrón y azul claro para los neutros, según establece el REBT.

Conociendo ya la dimensión de las secciones y buscando en principales fabricantes (Porta Sevilla, 2023; TOP CABLE, 2023) y distribuidores de componentes eléctricos, se obtiene que el precio del cable es de 1,73€/m (CABLE RV-K 1X10MM2 UNIPOLAR 1000V, 2023).

7.4.2. Lado de corriente alterna

Para corriente alterna, se va a seleccionar el tipo de cable con la misma metodología que en corriente continua. En este caso también habrá una pequeña parte que discurra a la intemperie. Por lo que teniendo esto en cuenta, el cable será multipolar con conductor de cobre, con aislante en XLPE y recubrimiento de PVC. Cumpliendo igualmente los requisitos de la norma UNE 21123-2 para que sea del tipo RV-K.

En este caso, para ambas instalaciones, los colores para los conductores serán, marrón, gris y negro para las fases y azul claro para el neutro, como establece el REBT. Cuando sea necesario cable de puesta a tierra, será de color verde-amarillo.

En el caso de la instalación de AC conectada al inversor, la instalación irá por canalizaciones en pared, tipo de instalación B2. Los conductores seleccionados serán 3x95mm²+1x50 mm².

Para el caso de la instalación de AC que va desde las protecciones hasta los puntos de recarga de vehículos eléctricos, el método de instalación de las canalizaciones son D2 (enterrados), por lo que las secciones de los conductores serán 2x(3x95mm²+1x50 mm²).

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Conociendo las dimensiones de las secciones de los cables y buscando entre los principales fabricantes y distribuidores (Porta Sevilla, 2023; TOP CABLE, 2023), se obtiene que el precio para los cables es de 96,38 €/m para el cable multipolar RV-K 3x95+1x50mm².

7.5. Canalizaciones

Todas las canalizaciones deben con las características mínimas según su tipo de instalación según el ITC-BT-21.

7.5.1. Corriente continua

Las canalizaciones tienen las siguientes características, para cumplir con el punto 1.2.4 del ITC-BT-21:

- Resistencia a la compresión 450 N
- Resistencia al impacto Normal
- Resistencia a la penetración de objetos sólidos espesor ≥ 1 mm
- Protegido contra el agua en forma de lluvia
- Protección interior y exterior media
- Resistente a la propagación de llama

Por lo que el coste de un tubo de 75 mm de diámetro con estas características sería de 4,36€/m y de 63 mm de 3,79€/m.

7.5.2. Corriente alterna

Las canalizaciones que van desde el inversor hasta el cuadro de protecciones tendrán que cumplir con el punto 1.2.2 del ITC-BT-21, por lo que se pondrá el mismo tipo de tubo que para las canalizaciones enterradas, ya que cumple con requerimientos mínimos. El precio de esta canalización para el tubo de 90 mm es de 5,59€/m.

Para las canalizaciones de la electrolinera, al ir enterradas también, deben cumplir con las mismas características que las canalizaciones de corriente continua. Estas tendrán unos costes de 7,81€/m el tubo de 140 mm y 7,20€/m el de 110mm.

7.5.3. Arquetas

Las arquetas que se instalarán serán de prefabricadas en hormigón y resistirán 400kN, con marco de acero galvanizado y tapa de hormigón armado aligerado capaz de soportar una carga de 125kN. Evitando así que exista ningún peligro de fractura.

Se instalarán 2 tipos, el coste asociado a las de 30x30x30 mm interiores es de 45,58€ una vez ya este montada, y el coste de la de 40x40x50 mm interiores asciende hasta 65,17€.

7.6. Protecciones

7.6.1. Lado de corriente continua

Una vez dimensionadas las secciones de los cables de baja tensión, se procede a proteger la instalación de DC. Aunque no sería necesario ya que el inversor tiene todas las protecciones pertinentes, se protege la instalación debido a que existen varias partes que estarán a la intemperie o en un armario exterior. De esta manera quedaría sobreprotegido el sistema en caso de que se produzca algún tipo de fuga o fallo en el aislamiento.

En el caso de sobreintensidades y sobrecargas, se va a proteger con fusibles gPV. Tras la realización del dimensionado de esta protección, como se puede ver en apartados posteriores, los fusibles utilizados tendrán las siguientes características:

- Amperios: 16 A
- Tensión nominal: 1000 V
- Estatus: ACTIVO
- Talla: 10x38
- Clase: gPV

Buscando entre los principales distribuidores (CRADY, 2023; df Electrics, 2023b; Easton, 2023; PHOENIX CONTACT, 2023), se obtiene que el precio para este tipo de fusibles es de 48,90 € la caja de 10 unidades, por lo que en este caso serían necesarias 2 cajas ya que se va a proteger tanto fase como neutro.

A lo que se le suman los portafusibles (df Electrics, 2023a), que se encuentran por un valor de 6,81€ para fusibles de estas características, de los cuales harían falta 20 también.

Para el caso sobre tensiones, se instalará un equipo de tipo II con las siguientes características.

- Polos 2
- Uc 1000V
- Nivel de protección Up 1,8kV
- Intensidad de descarga nominal 20kA
- Intensidad de descarga máxima 40kA

Haciendo una búsqueda entre los principales distribuidores, cada una de estas protecciones tiene un coste de 38€, y serían necesarias 10 unidades.

7.6.2. Lado de corriente alterna

Para el caso de las protecciones referentes a la generación, en los principales distribuidores (Hyundai Electric, 2022; SACE Isomax S, 2023; Schneider, 2023) se encuentran interruptores automáticos de Hyundai. La serie HGE160 tiene 4 polos con un poder de corte último de 38kA y un accionamiento fijo a 160. Además, este equipo cuenta con diferencial integrado regulable en tiempo (0 a 1.000 ms) y en sensibilidad (100 a 1.000 mA).

En el caso de las protecciones de la electrolinera, se ha elegido la misma protección, interruptores automáticos de Hyundai, la serie HGE160. Es coste de cada uno de estos equipos asciende hasta 1.352,16 €.

7.7. Puesta a tierra

La instalación de puesta a tierra se realizará de forma tal que la máxima resistencia de puesta a tierra a lo largo de la vida de la instalación y en cualquier época del año, no se puedan producir tensiones de contacto mayores de 24 V en las partes metálicas accesibles de la instalación (estaciones de recarga, cuadros metálicos, estructura de los paneles, etc.) ya que se trata de un caso especial según el ITC-BT-24. Cada poste de recarga dispondrá de un borne de puesta a tierra, conectado al circuito general de puesta a tierra de la instalación. Los conductores de la red de tierra que unen los electrodos podrán ser:

- Desnudos, de cobre, de 35 mm² de sección mínima, si forman parte de la propia red de tierra, en cuyo caso irán por fuera de las canalizaciones de los cables de alimentación.
- Aislados, mediante cables unipolares de tensión asignada 450/750 V, con recubrimiento de color verde-amarillo, con conductores de cobre, de sección mínima 16 mm².

Todos los elementos metálicos de la instalación susceptibles de ser cargados y producir descargas eléctricas, serán conectados a la toma de tierra. Esto conllevará que todas las conexiones de los circuitos de tierra se realizarán mediante terminales, grapas, soldadura o elementos apropiados que garanticen un buen contacto permanente y protegido contra la corrosión.

En este caso, los conductores serán de 50mm² para la fotovoltaica y para los puntos de recarga, siendo estos conductores desnudos los que conectan con los circuitos generales de puesta a tierra, y de 50mm² aislados los conductores que se conecten a los elementos susceptibles de ser cargados eléctricamente.

Existirán dos circuitos generales de toma de tierra, ambos idénticos, uno para la instalación fotovoltaica y otro para la de los puntos de recarga. Estas contarán con 5 picas cilíndricas de 1,5m cada una dispuestas en posición vertical, siendo de acero y recubiertas en cobre.

7.8. Electrolinera

Sabiendo que la demanda va a ser variada dependiendo del tiempo que espere estar cada uno de los conductores parado en la estación de servicio, se van a proponer varias soluciones comparando los puntos de recarga encontrados en el mercado (CATEC, 2023b, 2023a; emobolity Consulting, 2023; EVBOX, 2023; Le Maire, 2016; RAPTION, 2023; WALLBOX, 2023), de los cuales se elegirán EVBox Troniq y RAPTION 50 CCS2 CHA T2S32, ya que tienen las especificaciones anteriormente comentadas.

La primera solución es una electrolinera que permita dos tipos de recargas:

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

- Recarga de tipo estándar, la cual permite hacer una recarga a 22kW en situaciones como por ejemplo en la que los usuarios estacionan en el área de servicio para comer durante varias horas y así se las recargas podrían ser de la batería completa.
- Recarga de tipo rápida, la cual permite hacer recargas a 50kW, llenando así la batería casi por completo en 1 hora.

Por lo que esta solución cuenta con un cargador rápido de 50kW (DC), un cargador semi rápido de 22kW (AC). Además de estos elementos, también puede contar con un almacenamiento de 15kW, este almacenamiento ayudaría en situaciones de alta demanda de recarga ya que no se necesitaría tanta potencia pico contratada o generada. Finalmente, para cubrir las necesidades de esta instalación son necesarios 72kW (sin almacenamiento), pero en caso de implementar el almacenamiento serían necesarios 36kW para el cargador de tipo rápido, más los 22kW del semi rápido, un total de potencia requerida menor de 58kW.

La segunda solución planteada para la electrolinera es implementar dos de esos cargadores.

Además, los equipos cuentan con una interfaz de usuario para poder gestionar el tipo de recarga de una manera sencilla. Las características técnicas se pueden encontrar en los anexos.

Estos puntos de recarga también cuentan con una configuración modular y flexible, esto se debe a que permite recargas de todo tipo de vehículos que cumplan con el estándar europeo CCS (Combined Charging System)/(Combo-T2), con el japonés CHAdeMO y con opción de carga semi rápida en corriente alterna.

Finalmente, debido a la gran afluencia de vehículos que se prevé sobre todo en los meses de verano y periodos vacacionales, además del crecimiento para años posteriores, se va a optar por instalar la segunda opción, instalar dos puntos de recarga dobles para realizar cargas a 22kW o 50kW.

Se ha tomado esta decisión ya que el usuario tendría gran variedad de tipo de carga a seleccionar dependiendo de las necesidades que tenga, además de que mayor cantidad de usuarios podrán recargar en el mismo momento. Siempre cumpliendo con la Ley 7/2021 en la que hay que instalar al menos un punto de recarga de 50 kW para este tipo de establecimiento.

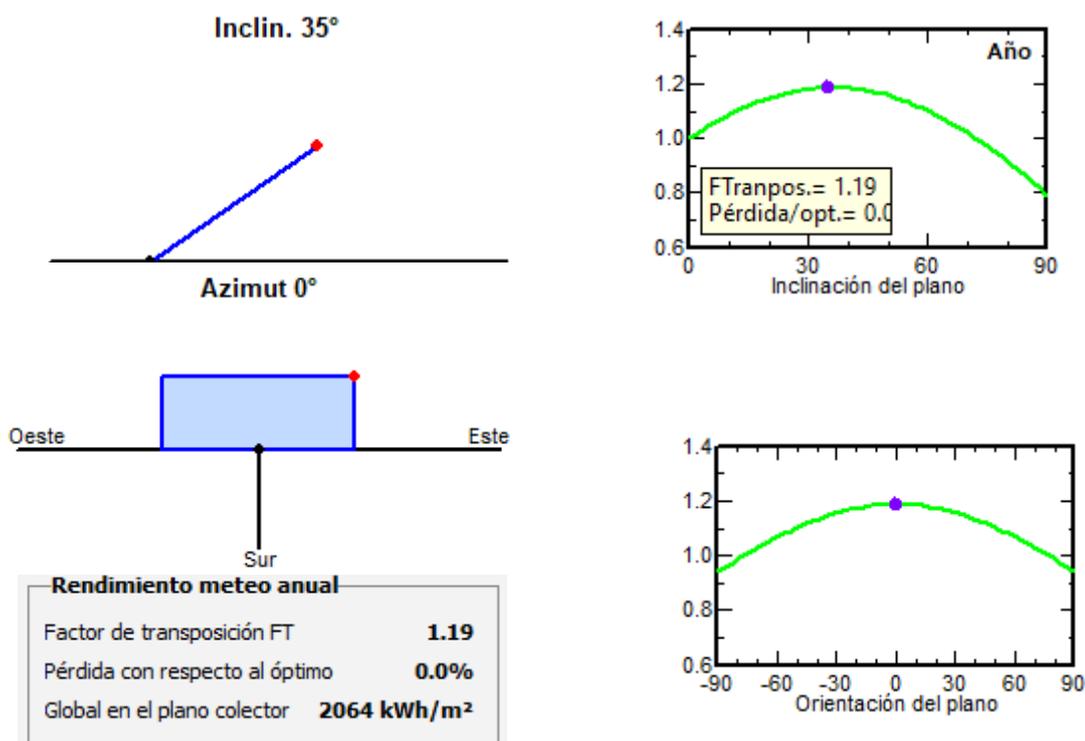
Los puntos de recarga seleccionados son RAPTION 50 CCS2 CHA T2S3. Los precios de cada uno de los componentes serán: punto de recarga de 22kW AC y 50kW DC 27.017€ y accesorios necesarios como los de montaje y el sistema de gestión 1.467,75€. Esto haría que el costo de los puntos de recarga ascienda hasta 55.521,75€.

8. Cálculos Justificativos

8.1. Configuración y disposición de paneles

Como se comentó en apartados anteriores, el montaje de los paneles fotovoltaicos se realizará en la parte inferior de la parcela, en el terreno que no está asfaltado. En este, la distribución de los paneles puede ser óptima en cuanto a la orientación e inclinación de estos. La orientación óptima según PVSyst es completamente hacia el sur, azimut 0° , y la inclinación óptima para esta latitud que es 35° , por lo que esta será la colocación individual de cada panel.

Figura 20. Inclinación y orientación óptimas según PVSyst



Una vez conocida la orientación e inclinación, se va a calcular la separación mínima necesaria para que no se hagan sobras entre paneles. Se van a estudiar tres casos para conocer la separación que produzca una utilización más óptima del suelo. Los casos son:

- Disposición horizontal de paneles en una altura.
- Disposición horizontal de paneles en dos alturas.
- Disposición vertical de paneles en una altura.

Antes de comenzar con el cálculo de las separaciones, conviene recordar las dimensiones del panel seleccionado.

Figura 21. Dimensiones panel seleccionado

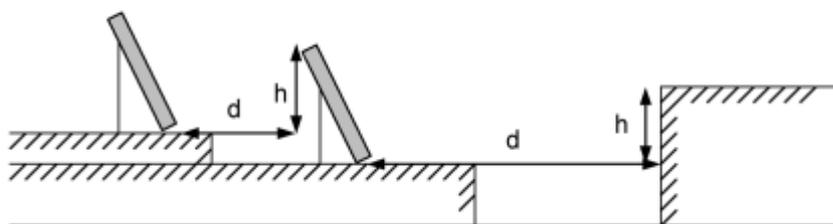
Panel	Ancho (mm)	Largo (mm)
TOPMAX GEP-AfMc585MH	1134	2278

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Se va a realizar el cálculo de la separación haciendo uso del pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del IDAE, se ve reflejada en la ecuación {9}.

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} \quad \{9\}$$

Figura 22. Separación mínima de paneles



Calculando para los diferentes casos se obtienen las siguientes separaciones mínimas:

Tabla 15. Resumen separaciones mínimas

	1 altura horizontal	2 alturas horizontal	1 altura vertical
Altura (mm)	1134	2268	2278
h (mm)	666,55	1333,10	1338,97
d (mm)	1690,40	3380,80	3395,71

Para realizar un montaje y mantenimiento más sencillo con vehículo, se descarta la opción de una altura en horizontal por cada fila de paneles, ya que el acceso de este entre los paneles sería complicado debido al poco espacio que hay entre hileras. Entre las otras dos opciones, se va a escoger la de la hilera con una altura vertical, ya que la separación mínima es prácticamente la misma, pero será más sencillo hacer el montaje, mantenimiento y conexión entre paneles. Finalmente, la separación que se dejará entre hileras de paneles será de 3,4 metros.

Para hacer el dimensionado de la instalación fotovoltaica, es necesario conocer los siguientes parámetros del inversor y de los paneles, que se encuentran en sus hojas de características.

Tabla 16. Parámetros panel solar TOPMAX GEP-AfMc585MH

Modelo	Potencia (Wp)	V _{max} (V)	I _{max} (A)	V _{oc} (V)	I _{sc} (A)	Coef T V _{oc} (%/°C)	Coef T I _{sc} (%/°C)
TOPMAX GEP-AfMc585MH	585	42,52	13,76	51,16	14,55	0,25	0,046

Tabla 17. Parámetros Inversor SUN2000-100KTL-M1

Modelo	Potencia (kW)	P _{max} (kW)	V _{max} (V)	I _{maxmpp} (A)	V _{MPPT} (V)	I _{sc} (A)	V _{start} (V)	MPPT
SUN2000-100KTL-M1	100	110	1100	26	200-1000	40	200	10

Además, para realizar un cálculo con mayor precisión debido la variación de las condiciones atmosféricas, es necesario conocer las temperaturas máximas y mínimas del emplazamiento. En el TMY, la T_{min}=-5 °C y la T_{max}=37,8 °C. Los sistemas eléctricos y cableado tendrán una variabilidad en su comportamiento, por lo que la intensidad de corriente y el voltaje se modificarán con estos incrementos de temperatura según la época del año respecto de la temperatura de diseño.

Una vez están definidos todos estos parámetros, se procede al cálculo de strings, y posteriormente a conocer cuántos de estos pueden conectarse en paralelo.

Para conocer el rango de paneles que se pueden conectar por cadena, se va a corregir el valor de voltajes dependiendo de las temperaturas máxima y mínima de los módulos, corregidas con las mencionadas anteriormente para el emplazamiento con la ecuación {10} encontrada en (Peña, 2022) y UNE-EN 60904-5.

$$T_{\text{modulo}} = T_{\text{amb}} + \frac{T_{\text{NOC}} - T_{\text{ambNOC}}}{I_{\text{NOC}}} \cdot I \quad \{10\}$$

Donde:

- T_{modulo} es la temperatura del módulo corregida (°C)
- T_{amb} es la temperatura ambiente del TMY (°C)
- T_{ambNOC} es la temperatura ambiente de diseño en NOC (20 °C)
- T_{NOC} es la temperatura del módulo en NOC (45 °C)
- I_{NOC} es la irradiación de NOC (800 W/m²)
- I es la irradiación para la que se quiere calcular la temperatura del módulo (W/m²)

Para calcular la temperatura máxima del módulo, se calculará sustituyendo en la {10} con el caso máximo de irradiación, que es 1000 W/m² y la temperatura ambiente más elevada del TMY, 37,8 °C.

$$T_{\text{max.modulo}} = 37,8 + \frac{45 - 20}{800} \cdot 1000 = 69,05^{\circ}\text{C}$$

Para calcular la temperatura mínima del módulo, se calculará con el mínimo de irradiación, que es 100 W/m² y la temperatura ambiente más baja del TMY a la hora que se produce esta irradiación, a finales del mes de diciembre alrededor de las 8 de la mañana es -5 °C.

$$T_{\text{min.modulo}} = -5 + \frac{45 - 20}{800} \cdot 100 = -1,88^{\circ}\text{C}$$

Temperaturas que se encuentran dentro del rango que soportaría el panel, -40°C a 85°C.

Por lo tanto, el voltaje máximo que generará un módulo en circuito abierto será;

$$V_{max.modulo} = V_{oc} \cdot [1 + (T_{min.mod} - T_{amb}) \cdot \beta] \quad \{11\}$$

$$V_{max.modulo} = 51,16 \cdot \left[1 + (-1,88 - 25) \cdot \frac{-0,33}{100} \right] = 54,6 \text{ V}$$

Y el voltaje a potencia máxima será:

$$V_{MPP} = V_{oc} \cdot [1 + (T_{max.mod} - T_{amb}) \cdot \beta] \quad \{12\}$$

$$V_{MPP} = 51,16 \cdot \left[1 + (69,05 - 25) \cdot \frac{-0,33}{100} \right] = 45,53 \text{ V}$$

Una vez conocidos estos voltajes, se calcula en máximo número de paneles que se podrían conectar en serie cumpliendo los parámetros de entrada del inversor en DC (Junior, 2017; RENAC, 2023).

Dividiendo el valor del voltaje máximo que admite por entrada el inversor entre el voltaje máximo generado por cada módulo, se obtiene $N_{max}=1100/54,6=20,15$ módulos se podrían conectar en serie como mucho. Al no ser posible conectar partes de los paneles, se redondea hacia abajo al valor entero, es decir, se podrían conectar como mucho 20 paneles por string.

Para conocer el mínimo, es un procedimiento similar, teniendo en cuenta que el valor mínimo de voltaje para que empiece a funcionar el inversor es de 200V, se divide este valor entre el V_{MPP} , por lo que $M_{min}=200/45,53=4,39$ módulos, que en este caso se debe redondear hacia arriba ya que, si no, no se superará el valor mínimo de 200V, por lo que el mínimo de paneles por ramal será de 5.

De esta manera, se obtiene un rango 5 a 20 paneles posibles por string.

Para conocer el máximo número de cadenas que se pueden conectar a cada ramal se realiza un cálculo similar. Primero se calcula la intensidad corregida para la temperatura, y posteriormente se calcula el máximo número de ramales.

$$\begin{aligned} I_{sc.corregida} &= I_{sc} \cdot [1 + (T_{max.mod} - T_{amb}) \cdot \alpha] = \\ &= 14,55 \cdot \left[1 + (69,05 - 25) \cdot \frac{-0,046}{100} \right] = 14,26 \text{ A} \end{aligned}$$

Como la I_{maxmpp} es de 26 A, $P_{max}=26/14,26=1,82$ ramas que se podrían conectar por MPPT, como no se pueden conectar partes de ramales, solo se podrían conectar 1 string a cada entrada, teniendo el inversor capacidad para 10 entradas dobles.

Finalmente, se van a conectar 19 paneles por string y un string por cada entrada, haciendo un total de 190 paneles conectados en la instalación. Sabiendo que cada panel seleccionado genera 585Wp, la potencia instalada será de 111,15kWp.

De este modo, el inversor quedaría un poco infradimensionado si la generación fuese máxima durante todo el año. Teniendo en cuenta que la generación será inferior a la pico instalada, se aprovechará más el inversor durante los diferentes periodos. Como hay un mayor número de paneles conectados, el inversor trabajará durante la mayor parte del año en condiciones más cercanas a la nominal. Si se diese el caso en el que la generación de los paneles fotovoltaicos

superase los 100kW, el inversor sería capaz únicamente de convertir de forma sostenida en el tiempo 100kW, pudiendo llegar a convertir hasta 110kW durante un corto periodo de tiempo, ya que producirían sobrecalentamientos y existiría la posibilidad de deterioro prematuro o fallo en este.

8.2. Pérdidas de la instalación fotovoltaica

Factor de sombras (F_s), en este caso será 1 ya que no se producirán sombras en los paneles solares por varias razones:

- La primera de ellas es que no tiene elementos externos capaces de producir sombras en la trayectoria del sol.
- La segunda razón es que, como se ha calculado anteriormente, la distancia entre paneles será la suficiente como para que las hileras de paneles no se hagan sombras entre ellas.

Aun conociendo las pérdidas por caída de tensión para cada una de las secciones, se va a considerar la máxima caída de tensión admisible para los conductores de 1,5%, por lo que el factor de pérdidas en corriente continua (F_{DC}) y de corriente alterna (F_{AC}) será de 0,985.

El factor de polución (F_{pol}) se va a considerar como válido 0,98. Este es el único factor atenuante que se puede producir en el emplazamiento. Este se produciría debido a que, existiendo una velocidad de viento elevada, el polvo y la arena se depositen en el panel, impidiéndole captar el máximo de radiación posible. Esta situación ocurre en momentos puntuales, con la ventaja de que tras días de lluvia o con una limpieza de mantenimiento, este fenómeno se ve anulado.

El rendimiento del inversor viene dado en la hoja de características técnicas de este. En este caso se utilizará inversor de Huawei Technologies denominado SUN2000-100KTL-M1 cuyo rendimiento es del 98,7%.

Factor de pérdidas por temperatura (F_T) se obtiene para cada mes a partir de las siguientes fórmulas:

$$T_c = T_{amb} + (T_{NOCT} - 20) \cdot \frac{I}{800} \quad \{13\}$$

$$F_T = 1 - \frac{(T_c - 25) \cdot C_{T_{pmax}}}{100} \quad \{14\}$$

Donde:

- T_c es la temperatura de la célula en °C.
- T_{amb} es la temperatura ambiente en °C (en este caso se ha utilizado la máxima para ser un cálculo más conservador).
- T_{NOCT} es la temperatura de operación nominal de la célula, en este caso 45 °C.
- I es la irradiancia en W/m^2 (se utiliza 1000 para ser más conservador).
- $C_{T_{pmax}}$ el coeficiente de pérdidas por temperatura de la potencia máxima en %/°C.
- F_T es el factor de pérdidas por temperatura.

Tabla 18. Factor de pérdidas por temperatura

Mes	T _{amb}	T _c	F _T	Mes	T _{amb}	T _c	F _T
Enero	7,7	38,95	0,958	Julio	29,2	60,45	0,894
Febrero	9,7	40,95	0,952	Agosto	32	63,25	0,885
Marzo	13,8	45,05	0,940	Septiembre	25	56,25	0,906
Abril	17	48,25	0,930	Octubre	19,8	51,05	0,922
Mayo	19,9	51,15	0,922	Noviembre	13	44,25	0,942
Junio	29	60,25	0,894	Diciembre	9,4	40,65	0,953

Factor de pérdidas por dispersión (F_d) es un valor proporcionado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos, en este caso la dispersión por módulo es del 1% lo que hace que F_d sea de 0,99.

Una vez se han definido todos los factores, se va a definir el Performance Ratio (PR) que es la eficiencia de la instalación de generación completa. Este se obtiene multiplicando todos los factores de pérdidas anteriormente mencionados.

Obteniendo el siguiente rendimiento para cada mes del año.

Tabla 19. Performance ratio de la instalación fotovoltaica completa

Mes	Días	F _s	F _{pol}	F _{DC}	F _{AC}	F _d	F _{inv}	F _T	PR
Ene	31	1	0,98	0,985	0,985	0,99	0,987	0,958	0,890
Feb	28	1	0,98	0,985	0,985	0,99	0,987	0,952	0,885
Mar	31	1	0,98	0,985	0,985	0,99	0,987	0,940	0,873
Abr	30	1	0,98	0,985	0,985	0,99	0,987	0,930	0,864
May	31	1	0,98	0,985	0,985	0,99	0,987	0,922	0,856
Jun	30	1	0,98	0,985	0,985	0,99	0,987	0,894	0,831
Jul	31	1	0,98	0,985	0,985	0,99	0,987	0,894	0,830
Ago	31	1	0,98	0,985	0,985	0,99	0,987	0,885	0,822
Sep	30	1	0,98	0,985	0,985	0,99	0,987	0,906	0,842
Oct	31	1	0,98	0,985	0,985	0,99	0,987	0,922	0,856
Nov	30	1	0,98	0,985	0,985	0,99	0,987	0,942	0,875
Dic	31	1	0,98	0,985	0,985	0,99	0,987	0,953	0,885
Promedio	365	1	0,98	0,985	0,985	0,99	0,987	0,925	0,859

Finalmente, se puede observar que el PR global de la instalación será de 0,859, esto significa que el valor promedio de pérdidas de la instalación a lo largo del año será del 14,1%.

En el caso del programa HOMER, no se introducirá este valor, si no que el valor que se introducirá será el 5,87% de pérdidas. Esto se debe a que el propio programa calculará las pérdidas por temperatura y tendrá en cuenta el rendimiento del inversor. Este valor se obtiene haciendo la diferencia entre 100% menos la multiplicación de F_s , F_{Pol} , F_{DC} , F_{AC} y F_d en porcentaje.

8.3. Selección de conductores

Según las indicaciones dadas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, para realizar la selección del cableado, es necesario definir tipo de conductor, aislamiento y tipo de instalación de este. En el caso de esta instalación, será enterrada en su mayor parte, aunque el tramo entre el inversor y el cuadro de protecciones discurrirá empotrado en pared.

Para que el conductor cumpla con la normativa aplicable, este será el cobre con aislamiento de XLPE, que tiene una tensión asignada de 0,6/1000 kV. Aun siendo una instalación donde estos serán canalizados, estarán preparados para la intemperie ya que tendrán un recubrimiento de PVC. Esta tipología de cables cumplirá con todos los requisitos contemplados en la norma UNE 21123-2 y tendrán la denominación RV-K.

Las características de las líneas son:

Tabla 20. Características de las líneas

	Líneas	Tensión (V)	Corriente (A)
Fotovoltaica DC	DC1-DC10	807,88	13,76
Fotovoltaica AC	AC1	400	144,4
Electrolinera	AC2-AC3	400	108

Para obtener las secciones de los conductores, se realizarán mediante el cálculo por el criterio de caída de tensión y el criterio de temperatura. Al tratarse de una instalación de baja tensión, la comprobación de cortocircuito se es necesaria realizarla según el punto 1 de La guía BT anexo 2.

Para las líneas de corriente continua, se considerarán cables unipolares y para las de corriente alterna, se considerarán multipolares.

Para el cálculo de la máxima caída de tensión admisible que se podrá tener en cada cable, el artículo 5 de la ITC-BT-40 establece el límite, para instalaciones generadoras, en un valor de 1,5% para la intensidad nominal del generador y el punto de conexión con la red interior.

Por lo general, se han considerado como generadores tanto paneles, que se conectarán al inversor con el tramo de DC, como el inversor, que conectará a este con el resto de la instalación mediante el tramo AC. Según lo establecido en el IDAE en su Anexo I, para corriente continua la caída de tensión máxima admisible es también del 1,5% recomendando no superar el 0,5%.

Para conocer la sección por el criterio de caída de tensión en cada tramo de la instalación, se va a realizar con las siguientes ecuaciones.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

$$S = \frac{I_N \cdot 2 \cdot L}{\Delta V \cdot k} \quad \{15\}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot I_N \cdot L \cdot \cos\varphi}{\Delta V \cdot k} \quad \{16\}$$

Donde:

- S es Sección del cable [mm²]
- I_N es Corriente nomina [A]
- L es Longitud [m]
- ΔV es Caída de tensión [V]
- k es Conductividad del cobre [45,5 m/mm²Ω para 90º]
- cosφ es factor de potencia

Para la comprobación de este criterio térmico, se hace uso del artículo 2 de la ITC-BT-19, la cual remite a la norma UNE 20460-5-523:2004, actualmente anulada, y en su lugar se encuentra vigente la norma UNE-HD 60364-5-52:2022. Solamente se va a hacer esta comprobación para el tramo en el cual discurren más cantidad de conductores o circuitos por la canalización, ya que sería la situación más desfavorable.

Ambos criterios se realizarán según la normativa y como se puede observar en los ejemplos (PrysmianClub, 2019b, 2019c).

8.3.1. Tramo DC fotovoltaica

Criterio de caída de tensión.

La intensidad utilizada para la comprobación mediante este criterio no es necesario que sea mayorada según la normativa aplicable, por lo que el valor es de I_{Ncalc}=I_{Fot}=13,76A.

Para la caída de tensión, se va a tomar como valido el máximo admisible, que es de ΔV=1,5%·U_{Fot}=12,12 V.

Se va a calcular para cada string su sección ya que las longitudes para cada uno de estos son diferentes. Como se observa en {15}, el dos que multiplica a la longitud es para tener en cuenta la longitud completa del circuito, es decir, la longitud del positivo y del negativo.

Haciendo el cálculo para cada string, se obtienen las siguientes secciones.

Tabla 21. Resumen valores secciones por criterio de caída de tensión para cada línea de DC

	Criterio caída de tensión				
	Línea	L _{calc} (m)	S _{calc} (mm ²)	S _{tablas} (mm ²)	ΔV _{real} (%)
FV-inversor	DC ₁	139	6,94	10	1,04%
FV-inversor	DC ₂	140	6,99	10	1,05%
FV-inversor	DC ₃	143	7,14	10	1,07%
FV-inversor	DC ₄	147	7,34	10	1,10%
FV-inversor	DC ₅	152	7,59	10	1,14%
FV-inversor	DC ₆	158	7,89	10	1,18%

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

FV-inversor	DC ₇	160	7,99	10	1,20%
FV-inversor	DC ₈	156	7,79	10	1,17%
FV-inversor	DC ₉	145	7,24	10	1,09%
FV-inversor	DC ₁₀	135	6,74	10	1,01%

Criterio térmico

En este caso, al tratarse de una instalación de generación fotovoltaica, el factor de mayoración de intensidad no se encuentra regulado en ninguna normativa española. El REBT en el ITC-BT-40 establece el factor en un valor de 1,25 pero este no fue pensado para este tipo de instalaciones. De igual forma, se va a utilizar este valor para mayorar la intensidad en este criterio.

Además de este, existen otros factores de mayoración recogidos en la norma UNE-HD 60364-5-52:2022, los cuales dependen del tipo de instalación, la temperatura ambiente y la cantidad de conductores que discurren por la misma canalización.

Para este caso, la instalación será enterrada. Según la Tabla B.52.1 de esta norma UNE-HD 60364-5-52:2022, la denominación del tipo de instalación es D1. Los factores correctores serán:

- Factor de temperatura (k_T) igual a 1, según la Tabla B.52.15 de norma UNE-HD 60364-5-52:2022, ya que se considera que la temperatura del terreno será de 20º.

Figura 23. Tabla B.52.15 de norma UNE-HD 60364-5-52:2022

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

- Factor de reducción por más de un circuito (k_A) igual a 0,45, según la Tabla B.52.19-B de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022, ya que discurrirán 10 cables unipolares en contacto por canalización.

Figura 24. Tabla B.52.19-B de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022

B) Cables unipolares en conductos individuales no magnéticos				
Número de circuitos unipolares de dos o tres cables	Distancia entre conductos *			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90
7	0,53	0,66	0,76	0,87
8	0,50	0,63	0,74	0,87
9	0,47	0,61	0,73	0,86
10	0,45	0,59	0,72	0,85
11	0,43	0,57	0,70	0,85
12	0,41	0,56	0,69	0,84
13	0,39	0,54	0,68	0,84
14	0,37	0,53	0,68	0,83
15	0,35	0,52	0,67	0,83
16	0,34	0,51	0,66	0,83
17	0,33	0,50	0,65	0,82
18	0,31	0,49	0,65	0,82
19	0,30	0,48	0,64	0,82
20	0,29	0,47	0,63	0,81

- Factor reductor según la resistividad del terreno (k_{RT}), se considera que es de 2,5K·m/W, por lo que según la Tabla B.52.16 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 el valor es de 1.

Figura 25. Tabla B.52.16 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022

Resistividad térmica K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección para cables en conductos enterrados	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Factor de corrección para cables enterrados directamente	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

NOTA 1 Los factores de corrección dados están promediados para los rangos de dimensiones de conductores y los tipos de instalación de las tablas B.52.2 a B.52.5. La precisión global de los factores de corrección es de $\pm 5\%$.

NOTA 2 Los factores de corrección se aplican a los cables en conductos enterrados; para cables tendidos directamente en el terreno los factores de corrección para resistividades térmicas inferiores a 2,5 K·m/W serán más elevados. Si se necesitan valores más precisos, pueden calcularse por medio de los métodos dados en la Norma IEC 60287.

NOTA 3 Los factores de corrección se aplican a los conductos enterrados hasta una profundidad de 0,8 m.

NOTA 4 Se asume que las propiedades del terreno son uniformes. No se ha contemplado la posibilidad de la migración de humedad que puede comportar la existencia de una región de alta resistividad térmica alrededor del cable. Si se prevé el secado parcial del terreno, la corriente admisible debería determinarse a partir de los métodos especificados en la Norma IEC 60287.

Por lo que el factor total de corrección para el dimensionado de la sección según el criterio térmico es:

$$k = k_T \cdot k_A \cdot k_{RT} \quad \{17\}$$

Finalmente, el valor de k para estas condiciones es de 0,45.

Para el cálculo en corriente continua, en lugar de utilizar la corriente nominal de los paneles se va a utilizar la corriente de cortocircuito I_{sc} para que de esta forma la comprobación a cortocircuito este implícito en este cálculo, la cual tiene un valor de 14,55 A.

Por lo que la $I_1 = I_{sc} \cdot 1,25/k = 40,42$ A. Entrando en la Tabla C.52.2, que es la utilizada para el dimensionado de cables enterrados, en la parte de los conductores de cobre unipolares de XLPE, se obtiene que la intensidad de tablas es $I_T = 44$ A, cuya sección es de 4 mm². La tensión admisible por el cable será $I_Z = 44 \cdot k = 24,2$ A.

Figura 26. Tabla C.52.2 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022

Método de instalación	Tamaño mm ²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		2 PVC	3 PVC	2 XLPE	3 XLPE
D1/D2	Cobre				
	1,5	22	18	26	22
	2,5	29	24	34	29
	4	38	31	44	37
	6	47	39	56	46
	10	63	52	73	61
	16	81	67	95	79
	25	104	86	121	101
	35	125	103	146	122
	50	148	122	173	144
	70	183	151	213	178
	95	216	179	252	211
	120	246	203	287	240
	150	278	230	324	271
	185	312	258	363	304
	240	361	297	419	351
300	408	336	474	396	

8.3.2. Tramo AC fotovoltaica

Criterio de caída de tensión.

En este caso, para el cálculo de la línea AC₁, no se realiza el cálculo con los valores que se obtienen de la instalación fotovoltaica, si no con los valores nominales que sería capaz de generar el inversor, reflejados en Tabla 20, ya que es el escenario más restrictivo.

Al igual que en el lado de continua, la intensidad no será mayorada, utilizando el siguiente valor de $I_{Ncalc}=I_{Inv}=144,4$ A. Se va a proceder de la misma manera en cuanto a la caída de tensión máxima admisible, $\Delta V=1,5\% \cdot U_{Inv}=6$ V. El factor de potencia, según la hoja de característica, puede oscilar entre 0,8 y 1, por lo que se toma este último valor para que la línea, aun trabajando en condiciones de mayor exigencia, cumpla con lo establecido.

La sección mínima con la que cumpliría este criterio sería de 7,33mm², con una caída de tensión del 1,5%. Teniendo todo esto en cuenta y sabiendo que esta sección no está normalizada, las secciones de las fases de los conductores deberán ser de 10 mm para cables de 8 metros de longitud, siendo la caída de tensión admisible de 1,10%.

Criterio térmico

Para el caso de corriente alterna, el procedimiento es similar al utilizado para el de continua, haciendo uso de la misma normativa.

En este caso, línea AC₁, el factor para mayorar la intensidad es de 1,25, ya que la corriente provendría del inversor. Al contrario que antes, en este caso sí que se realizará el cálculo con la intensidad nominal del inversor y posteriormente se comprobará a cortocircuito.

Para este tramo, que el método de instalación será en pared (B2) y el factor corrector de intensidad será:

- Factor de temperatura (k_T) igual a 0,91, según la Tabla B.52.14 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022, ya que se considera que la temperatura ambiente será de 40º, (quedará mayorado para la mayor parte del año).

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Figura 27. Tabla B.52.14 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022

Temperatura ambiente ^a °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral ^a	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	-	0,65	-	0,70
70	-	0,58	-	0,65
75	-	0,50	-	0,60
80	-	0,41	-	0,54
85	-	-	-	0,47
90	-	-	-	0,40
95	-	-	-	0,32

- Factor de reducción por más de un circuito (k_A) igual a 1, según la Tabla C.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022, ya que únicamente será un cable multipolar.

Figura 28. Tabla C.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

El valor final de $k=0,91$. Por lo que, realizando el procedimiento anterior, $I_1=I_n \cdot 1,25/k=198,35$ A. Entrando esta vez a la tabla A52-1, en conductores de cobre multipolares con recubrimiento de XLPE y método de instalación B2, se obtiene que la intensidad de tablas es $I_T=238$ A, que corresponde a una sección de 95 mm^2 . Finalmente, la $I_2=216,58$ A.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Figura 29. Tabla C.52.1 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
	A1	3 PVC	2 PVC	3 XLPE	2 XLPE								
A1		3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE							
A2	3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE								
B1				3 PVC	2 PVC		3 XLPE		2 XLPE				
B2			3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE						
C					3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE			
E						3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE		
F							3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Tamaño (mm ²) Cobre													
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	-	
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	-	
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	-	
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	-	
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	-	
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	-	
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161	
35	-	-	-	110	117	126	137	147	158	169	185	200	
50	-	-	-	134	141	153	167	179	192	207	225	242	
70	-	-	-	171	179	196	213	229	246	268	289	310	
95	-	-	-	207	216	238	258	278	298	328	352	377	
120	-	-	-	239	249	276	299	322	346	382	410	437	
150	-	-	-	-	285	318	344	371	395	441	473	504	
185	-	-	-	-	324	362	392	424	450	506	542	575	
240	-	-	-	-	380	424	461	500	538	599	641	679	

8.3.3. Electrolinera

Criterio de caída de tensión:

Para el caso de las líneas AC₂ y AC₃ que van desde el cuadro de protecciones hasta la electrolinera, se procede con un dimensionado similar al realizado anteriormente para la línea AC₁. Siendo la intensidad $I_{Ncalc}=I_{Electr}=108$ A y la caída de tensión máxima admisible $\Delta V=1,5\% \cdot U_{Inv}=6$ V.

Tabla 22. Resumen de los valores de las secciones por el criterio de caída de tensión de la línea AC de fotovoltaica

	Criterio caída de tensión				
	Línea	L _{calc} (m)	S _{calc} (mm ²)	S _{tablas} (mm ²)	ΔV_{real} (%)
CP-Electrolinera	AC ₂	45	30,83	35	1,32%
CP-Electrolinera	AC ₃	45	30,83	35	1,32%

Criterio térmico:

Para este caso, la instalación será enterrada al igual que en el lado de continua. Según la Tabla B.52.1 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022, la denominación del tipo de instalación es D2. Los factores correctores serán:

- Factor de temperatura (k_T) igual a 1, según la B.52.15 de norma UNE-HD 60364-5-52:2022 que se puede observar en la Figura 23, ya que se considera que la temperatura del terreno será de 20º.
- Factor de reducción por más de un circuito (k_A) igual a 0,85, según la según la Tabla B.52.19-A de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 como se observa, ya que discurrirán 2 cables multipolares por la canalización en el tramo más crítico.

Figura 30. Tabla B.52.19-A de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022

A) Cables multipolares en conductos individuales				
Número de cables	Distancia entre conductos *			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90
7	0,57	0,76	0,80	0,88
8	0,54	0,74	0,78	0,88
9	0,52	0,73	0,77	0,87
10	0,49	0,72	0,76	0,86
11	0,47	0,70	0,75	0,86
12	0,45	0,69	0,74	0,85
13	0,44	0,68	0,73	0,85
14	0,42	0,68	0,72	0,84
15	0,41	0,67	0,72	0,84
16	0,39	0,66	0,71	0,83
17	0,38	0,65	0,70	0,83
18	0,37	0,65	0,70	0,83
19	0,35	0,64	0,69	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82

- Factor reductor según la resistividad del terreno (k_{RT}), se considera que es de 2,5K·m/W, por lo que según la Tabla B.52.16 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 el valor es de 1, como se observa en la Figura 25

El valor final de $k=0,85$. Por lo que, realizando el procedimiento anterior, $I_1=I_n \cdot 1,25/k=158,82$ A. Entrando esta vez a la Tabla C.52.2, en conductores de cobre multipolares con recubrimiento de XLPE y método de instalación D2, se obtiene que la intensidad de tablas es $I_T=178$ A, que corresponde a una sección de 70 mm². Finalmente, la $I_z=151,3$ A.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Figura 31. Tabla C.52.2 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022

Método de instalación	Tamaño mm ²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		2 PVC	3 PVC	2 XLPE	3 XLPE
D1/D2	Cobre				
	1,5	22	18	26	22
	2,5	29	24	34	29
	4	38	31	44	37
	6	47	39	56	46
	10	63	52	73	61
	16	81	67	95	79
	25	104	86	121	101
	35	125	103	146	122
	50	148	122	173	144
	70	183	151	213	178
	95	216	179	252	211
	120	246	203	287	240
	150	278	230	324	271
	185	312	258	363	304
240	361	297	419	351	
300	408	336	474	396	

8.4. Selección de protecciones

La instalación debe estar protegida contra sobreintensidades y derivaciones siguiendo las ITC-BT-17, ITC-BT-22, ITC-BT-23 e ITC-BT-24. Para que las protecciones cumplan contra sobre cargas, deben cumplir con los siguientes criterios:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad \{18\}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \quad \{19\}$$

Donde:

- I_b es la corriente de diseño del cable (A)
- I_n es la corriente nominal de cada protección (A)
- I_z es la corriente máxima admisible del conductor seleccionado (A)

Dependiendo del tipo de protección, también se debe cumplir la siguiente igualdad, $I_2 \leq n \cdot I_n$ donde n varia, fusibles gPV n=1,6, para PIA n=1,45 y para IA n=1,3.

Para el caso de las protecciones de AC, se va a diferenciar entre la instalación fotovoltaica en el tramo que está a la salida del inversor y la instalación que tendrá consumos (puntos de recarga de vehículos eléctricos).

Cada una de las instalaciones constarán con un interruptor automático en el tramo entre el punto de conexión y el CGBT y además un diferencial para cada derivación.

8.4.1. Protecciones DC, tramo fotovoltaica

Las protecciones con las que va a contar la instalación de corriente continua contra sobreintensidades serán fusibles, dos por línea, uno para la fase y otro para el neutro, un total de 20 fusibles en esta parte de la instalación, aguas arriba del inversor.

$$I_b = I_{nFV} = 13,76 \text{ A}$$

$$I_z = 44 \cdot 0,45 = 19,8 \text{ A (por cable seleccionado)}$$

Se va a seleccionar un fusible con $I_n=16 \text{ A}$, ya que cumple con todas las condiciones anteriormente mencionadas

$$13,76 \leq 16 \leq 19,8 \text{ A}$$

$$I_2 = 1,6 \cdot 16 = 25,6 \text{ A} \leq 1,45 \cdot 19,8 = 28,71 \text{ A}$$

En cuanto a la protección para sobre tensiones, aunque el inversor ya cuenta con ella, se va a seleccionar una protección tipo II con U_c de 1kV y una U_p de 1,8kV siendo la I_n de descarga de 20kA y la I_{max} de 40kA, ya que la tensión máxima que soporta la entrada del inversor es de 1kV.

8.4.2. Protecciones AC, tramo fotovoltaica

El inversor cuenta ya con protecciones incluidas como son: protección anti aislante (ENS), protección contra sobreintensidades, dispositivo de corriente residual (RCD), protección contra inversiones de la polaridad, protección contra sobretensión y sobrecarga y monitorización de fallo de Toma de Tierra. Aun contando con todas estas protecciones, se van a instalar las comentadas anteriormente.

$$I_b = I_{nInv} = 144,4 \text{ A}$$

$$I_z = 216,58 \text{ A (por cable seleccionado)}$$

Se va a seleccionar un automático con $I_n=160 \text{ A}$, ya que cumple con todas las condiciones anteriormente mencionadas

$$144,4 \leq 160 \leq 216,58 \text{ A}$$

$$I_2 = 1,3 \cdot 160 = 208 \text{ A} \leq 1,45 \cdot 216,58 = 314,04 \text{ A}$$

Comprobación de sección a cortocircuito.

Para la comprobación, se va a realizar con la I_{nInv} multiplicada por el factor de mayoración de la ITC-BT 40 del 125%, es decir, $I_n=180,5 \text{ A}$.

Para realizar la comprobación, se va a recurrir a la GUIA-BT-ANEXO 3, donde aparece una fórmula para el cálculo aproximado de la I_{cc} .

$$I_{cc} = \frac{0,8 \cdot U}{Z_{m\acute{a}x}} \quad \{20\}$$

Para obtener el valor de $Z_{m\acute{a}x}$, se va a recurrir a la fórmula de la norma UNE 20003 (IEC 28) para conocer la resistividad del cobre a 250°C que es la temperatura que se estima que se alcanza en cortocircuito.

$$\rho_{CuT} = \frac{1}{58} \cdot [1 + 0,00393 \cdot (T - 20)] \quad \{21\}$$

$$\rho_{Cu150} = \frac{1}{58} \cdot [1 + 0,00393 \cdot (250 - 20)] = 0,03283 \text{ mm}^2 \cdot \Omega/m$$

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{0,03283 \cdot 8 \cdot 2}{95} = 5,529 \cdot 10^{-3} \Omega$$

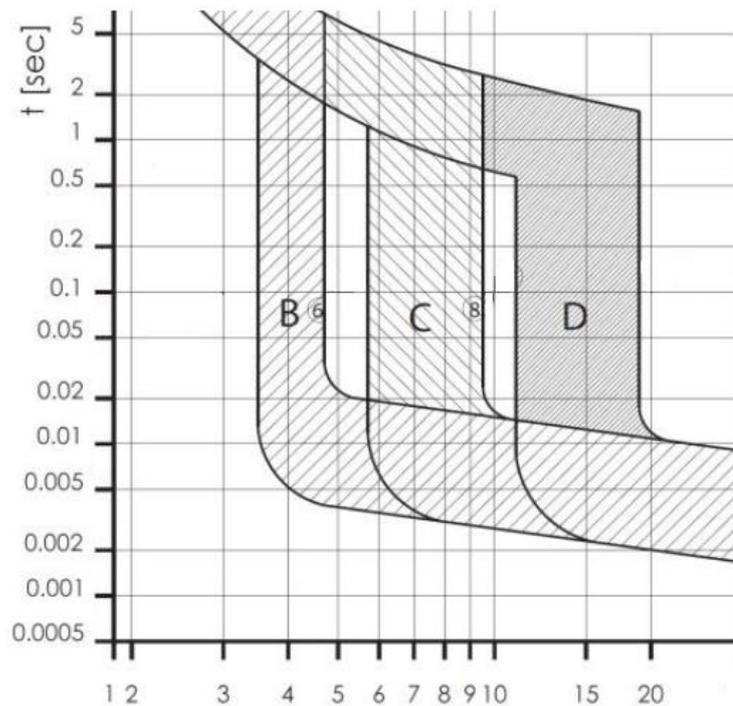
Tomando un valor aproximado para la reactancia de 0,08 Ω/km , se obtiene que el valor de la impedancia para este tramo de cable es:

$$Z = \sqrt{(5,529 \cdot 10^{-3})^2 + (0,08 \cdot 10 \cdot 10^{-3})^2} = 0,00557 \Omega$$

Por lo que aplicando {20} se obtiene que la I_{ccmin} es:

$$I_{cc} = \frac{0,8 \cdot 230}{0,00557} = 33.034 \text{ A}$$

Figura 32. Curvas selección tipo de IA (Tolocka, 2019).



- Curva B: Disparo con corrientes entre 3 I_n a 5 I_n
- Curva C: Disparo con corrientes entre 5 I_n a 10 I_n
- Curva D: Disparo con corrientes entre 10 I_n a 20 I_n

Por lo que el interruptor automático debe de ser tipo B o C (MElectric, 2020). Tipo B se accionaría entre 480 A y 800A y el tipo C se accionaría entre 800 A y 1.600 A. En este caso, se va a seleccionar el tipo C para proteger a los elementos de la instalación.

Para saber si el interruptor automático seleccionado cumple, debe cumplir con las ecuaciones de la norma UNE-HD 60364-4-43:2013.

$$P_{dc} \geq I_{SC,max} \quad \{22\}$$

$$k^2 \cdot S^2 > I_{dm}^2 \cdot t \rightarrow I_{dm} < \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}} \quad \{23\}$$

Donde:

- P_{dc} es el poder de corte del magnetotérmico seleccionado (kA)
- $I_{SC,max}$ intensidad de cortocircuito máxima que se puede generar agua abajo del IA (kA). Según ITC-BT-17 el valor es I_{cc}
- I_{dm} es la corriente de disparo magnético de interruptor seleccionado (A)
- k es el coeficiente que depende del cable seleccionado. Como este es de cobre con aislamiento XLPE, el valor es 143 según la tabla 17 ITC-BT 07 o UNE-HD 60364-4-43
- S es la sección del cable (mm^2)
- t es el tiempo máximo de activación del dispositivo una vez detectado el cortocircuito (5s). Si la asimetría es muy grande, $t=0,1s$

$$P_{dc} = 38kA \geq I_{SC,max} = 33,03kA$$

$$I_{dm} < \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}} = \frac{143 \cdot 95}{\sqrt{5}} = 6,075 kA$$

8.4.3. Protecciones electrolinera

$$I_b = I_{nElectr} = 135 A$$

$$I_z = 151,3 A \text{ (por cable seleccionado)}$$

En este caso, no existe ningún interruptor automático normalizado que tenga una I_n entre este rango de valores.

$$135 \leq I_n \leq 151,3A$$

El IA con una I_n con un valor inmediatamente superior a 135A es el de 160A, por lo que se deberá incrementar la sección del cable para que cumpla. Teniendo esto en cuenta, es necesario subir la sección del cable hasta 95 mm^2 que tiene una $I_z=179,35A$ una vez corregida.

$$135 \leq I_n \leq 179,35 A$$

$$I_2 = 1,3 \cdot 135 = 175,5 A \leq 1,45 \cdot 179,35 = 260,06 A$$

Por lo que serían necesarios cables multipolares de sección 95 mm^2 por fase, uno para el circuito AC₂ y otro para el circuito AC₃.

Comprobación de sección a cortocircuito.

Procediendo con la misma metodología que para el cálculo de la parte de AC relativa al inversor, para esta comprobación, se va a realizar con la $I_{nelectr}$ multiplicada por el factor de mayoración de la ITC-BT 40 del 125%, es decir, $I_n=135 A$.

$$\rho_{Cu150} = \frac{1}{58} \cdot [1 + 0,00393 \cdot (250 - 20)] = 0,03283 mm^2 \cdot \Omega/m$$

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{0,03283 \cdot 45 \cdot 2}{95} = 0,0311 \Omega$$

Tomando un valor aproximado para la reactancia de 0,08 Ω /km, se obtiene que el valor de la impedancia para este tramo de cable es:

$$Z = \sqrt{0,0311^2 + (0,08 \cdot 0,045)^2} = 0,0313 \Omega$$

Por lo que aplicando {20} se obtiene que la I_{cc} es:

$$I_{cc} = \frac{0,8 \cdot 230}{0,0313} = 5,88 \text{ kA} = I_{SC,max}$$

Para saber si el interruptor automático seleccionado cumple, debe cumplir con {22} y {23}.

$$P_{dc} = 38 \text{ kA} \geq I_{SC,max} = 5,88 \text{ kA}$$

$$I_{dm} < \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}} = 7,67 \text{ kA}$$

Una vez se conocen las secciones mínimas para que las fases cumplan todos los requisitos, para seleccionar la sección de los neutros, se va a hacer uso del punto 3.4 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la cual dice que para dos o tres conductores, la sección debe ser igual a la de los conductores de fase. En caso de haber 4 conductores, la sección del neutro se escoge haciendo uso de la Tabla 1 del ITC-BT-7.

Figura 33. Tabla 1 del ITC-BT-7

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Por lo que la sección del neutro será de 50 mm² tanto para la electrolinera como para la parte de alterna de la fotovoltaica.

8.5. Cálculo puesta a tierra

La ITC-BT-18 del REBT e la encargada de regular la puesta a tierra. El objetivo de esta es asegurar el correcto funcionamiento de las protecciones y reducir o eliminar los riesgos debido a posibles averías eléctricas.

Como no se conoce la resistividad exacta del terreno, se obtiene un valor aproximado del ITC-BT-18 en su Tabla 4. Según está, el valor para un terreno de unas características similares al emplazamiento del proyecto sería de $500 \Omega \cdot m$, debiendo comprobar que sea menor una vez se hace la instalación.

Según el ITC-BT-24, la tensión límite para contactos indirectos convencional es igual a 50V y el de casos especiales a 24V. Según la guía del ITC-BT-24, las instalaciones al encontrarse a la intemperie se consideran especiales, por lo que el valor sería 24 V. Estando la sensibilidad del interruptor diferencial calibrada a 300 mA, se obtienen los siguientes resultados para cada resistencia de las puestas a tierra.

$$R = \frac{\text{Tensión máxima}}{\text{Sensibilidad del diferencial}} = \frac{V}{I} \quad \{24\}$$

Todos los sistemas escogidos como resistencia que van a instalarse serán picas cilíndricas de acero recubiertas de cobre enterradas. Se va a calcular la longitud y el número de picas necesarias con las ecuaciones de la Tabla 5 del ITC-BT-18. Para este caso concreto, al ser pica vertical, se utilizará la ecuación {25}

$$R = \frac{\rho}{L} \rightarrow L = \frac{\rho}{R} \quad \{25\}$$

Para la selección de los conductores de protección, se va a hacer uso de la Tabla 2 del ITC-BT-18, que se muestra en la Figura 34

Figura 34. Tabla 2 ITC-BT-18

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

8.5.1. Puesta a tierra fotovoltaica

Cálculo longitud de picas

Para calcular la longitud de la pica haciendo uso de las ecuaciones {24} y {25} se obtienen los siguientes resultados.

$$R = \frac{24 V}{0,3 A} = 80 \Omega$$

$$L = \frac{500 \Omega \cdot m}{80 \Omega} = 6,25 m$$

En este caso se obtiene que las picas necesarias para el lado de fotovoltaica deben tener una longitud de 6,25 metros, por lo que se van a instalar 5 picas de 1,5 metros.

Calculo sección conductores de tierra

Para la selección de las secciones del conductor de tierra, se va a hacer uso de las ecuaciones de la Figura 34. Para este caso, se va a calcular con el valor de la sección de salida de las fases de los inversores. Como :

$$S = 95\text{mm} > 35 \rightarrow S_{p \text{ min}} = 47,5\text{mm}$$

$S_p=50$ mm ya que es la siguiente sección que existe de forma comercial.

8.5.2. Puesta a tierra electrolinera

Calculo longitud de picas

Para el caso de la electrolinera, ocurre exactamente lo mismo al ser el mismo tipo de terreno, tener el mismo valor límite de tensión contra contactos indirectos y ser la sensibilidad del diferencial de 300mA ya que no es una instalación residencial. Por lo que al igual que para la instalación fotovoltaica se instalarán 5 picas con una longitud de 1,5 metros cada una.

Calculo sección conductores de tierra

Haciendo uso de las ecuaciones de la Figura 34,

$$S = 95\text{mm} > 35 \rightarrow S_p = 47,5\text{mm}$$

Como 47,5 mm no es una sección que existe de forma comercial, $S_p=50$ mm.

8.6. Selección canalizaciones

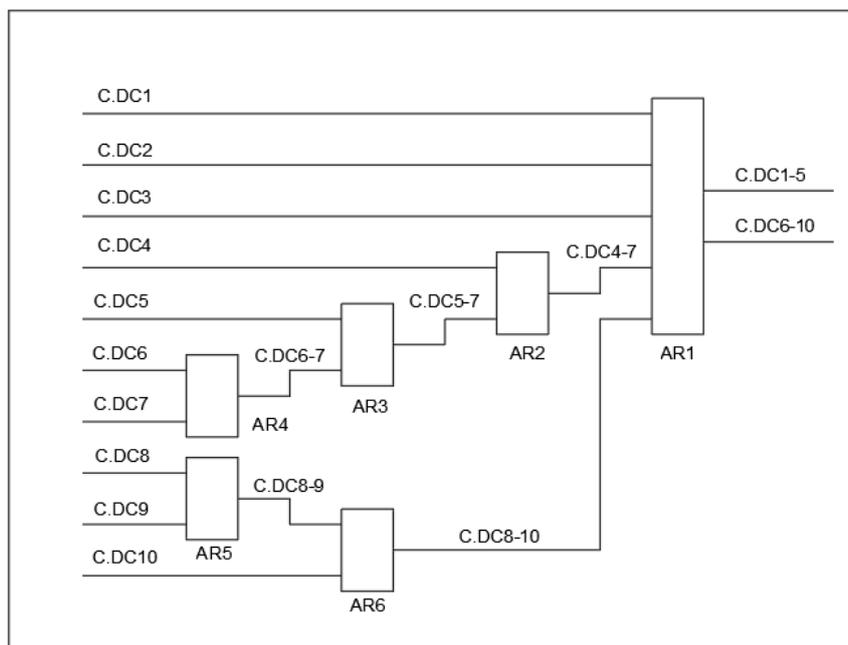
8.6.1. Instalación fotovoltaica, tramo de corriente continua

Para hacer la selección de las canalizaciones, es necesario conocer el tipo de método de instalación de estas. En este caso, las canalizaciones irán enterradas según el método D1 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022.

No es posible llevar todos los cables de los string por un único tubo desde un primer momento debido a la disposición de los paneles en la parcela. Todos los circuitos se unirán en un punto para hacer la transición de las canalizaciones individuales a las generales. Esto se realizará en cajas de registro, que además servirán para poder conocer el estado de los cables y a que circuito pertenecen. Las conexiones se realizarán como se observa en el esquema de la Figura 35.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Figura 35. Esquema canalizaciones DC



Donde C.DCx es la nomenclatura para cada una de las canalizaciones

Para conocer las dimensiones, se recurre a la tabla 9 del punto 1.2.4 del ITC-BT-21. Siguiendo esta tabla, se obtienen los siguientes resultados.

Figura 36. Tabla 9 del punto 1.2.4 del ITC-BT-21

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	≤ 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	—

Por lo que conociendo las dimensiones de los conductores y el número de estos que discurrirán, las canalizaciones seleccionadas serán las siguientes:

Tabla 23. Canalizaciones parte corriente continua.

Canalización	Nº de conductores	Longitud (m)	Diámetro (mm)
C.DC1	2	11,8	63
C.DC2	2	12,9	63
C.DC3	2	15,8	63
C.DC4	2	1	63
C.DC5	2	5,1	63
C.DC6	2	10,1	63
C.DC7	2	4,1	63
C.DC8	2	10,5	63
C.DC9	2	1	63
C.DC10	2	1	63
C.DC4-7	8	9	63
C.DC5-7	6	5,1	63
C.DC6-7	4	5	63
C.DC8-9	4	10,5	63
C.DC8-10	6	5,4	63
C.DC1-5	10	101,3	75
C.DC6-10	10	101,3	75

8.6.2. Instalación fotovoltaica, tramo de corriente alterna

Para este caso, al ser conductores multipolares, se va a calcular la sección del tubo con la siguiente ecuación (PrysmianClub, 2019a).

$$S_{tub\ int} = \pi \cdot \frac{D^2}{4} \geq f \cdot \sum_{i=1}^k n_i \cdot \pi \cdot \frac{d_i^2}{4} \rightarrow D_{int} = \sqrt{f \cdot \sum_{i=1}^k n_i \cdot d_i^2} \quad \{26\}$$

Donde:

- D_{int} es el diámetro interior del tubo
- f es el coeficiente según sistema de instalación del tubo según ITC-BT-21 (2,5, 3 o 4)
- n_i es el número de conductores por sección
- d_i es el diámetro del cable de sección i

Por lo que para el tramo que va desde el inversor al cuadro de protecciones, que como se definió anteriormente, el método de instalación es B2 ($f=3$). Por lo que sustituyendo con el cable $3 \times 95 \text{ mm}^2 + 1 \times 50 \text{ mm}^2$ cuya d tiene un valor de 38,2 mm.

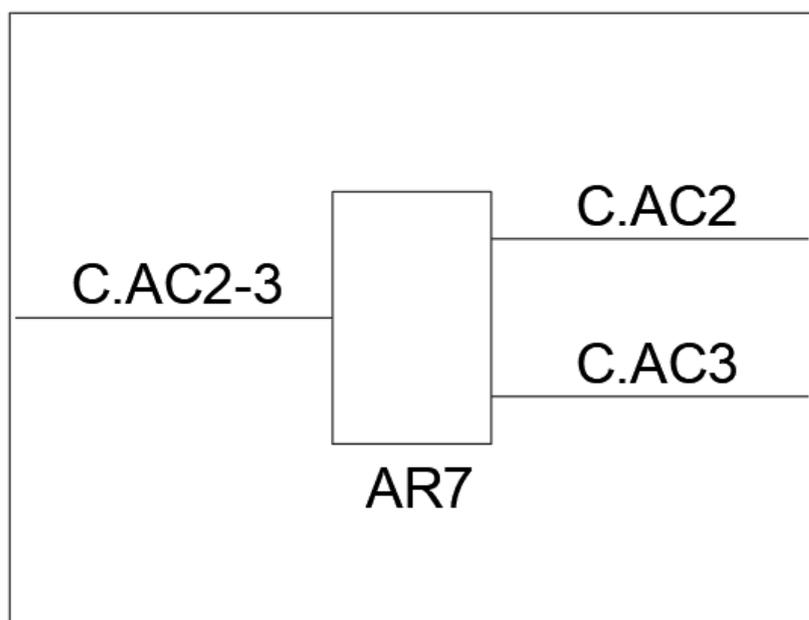
$$D_{int} = \sqrt{3 \cdot 1 \cdot 38,2^2} = 66,17 \text{ mm}$$

Sumándole el espesor del tubo, que debe ser al menos de 1 cm, $D_{ext}=86,17\text{mm}$, como este no es un tamaño comercial, se elegirá el tubo de 90 mm.

8.6.3. Electrolinera

Para el caso de las canalizaciones que llegan hasta a la electrolinera C.AC2-3, ocurre lo mismo que en el tramo enterrado de corriente continua, que no discurrirán los cables durante todo el recorrido únicamente por una canalización, si no que se separará en C.AC2 y C.AC3.

Figura 37. Esquema canalizaciones AC electrolinera



Por lo que haciendo uso de {26}, teniendo en cuenta que los cables son $3 \times 95 \text{ mm}^2 + 1 \times 50 \text{ mm}^2$ y que la f es 4 por ir enterrados, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 24. Canalizaciones electrolinera

Canalización	Nº de cables multip.	Longitud (m)	D_{int} (mm)	D_{ext} (mm)
C.AC2-3	2	39,2	108,15	140
C.AC2	1	6	76,4	110
C.AC3	1	6	76,4	110

Las arquetas que se instalarán en la instalación, representadas como ARx en Figura 35 y Figura 37, serán de prefabricadas en hormigón y resistirán 400kN, con marco de acero galvanizado y tapa de hormigón armado aligerado capaz de resistir 125kN.

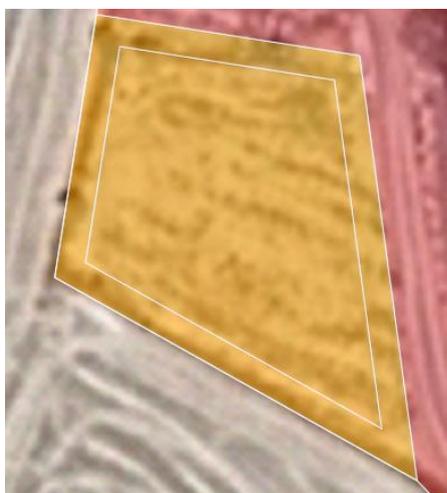
Estas serán AR1 de 40x40x50 cm y AR2-AR7 serán de 30x30x30 cm.

9. Resumen de la instalación

Una vez calculado y dimensionado todo, esta sería la solución final adoptada.

La instalación fotovoltaica contará con 190 paneles solares TOPMAX GEP-AfMc585MH con una potencia de 585Wp cada uno, ascendiendo así la potencia total instalada hasta los 111,15kWp. Estos estarán distribuidos en 10 strings, cada uno con 19 paneles en serie. La zona de la parcela seleccionada para hacer la instalación es la de 0,34 ha que se puede observar en la Figura 5. Hay que tener en cuenta que es obligado por el Código de Urbanismo de Castilla-La Mancha dejar unos retranqueos mínimos de 5 metros a linderos y 15 metros a ejes de caminos o vías de acceso. Para este caso concreto, es necesario dejar 5 metros respecto a la parcela colindante y se dejará respecto a todo el borde que será delimitado.

Figura 38. Retranqueos de la zona fotovoltaica



Una vez se tiene los retranqueos definidos, se pasa a distribuir los paneles sobre el espacio restante. Se van a poner el máximo número de paneles pertenecientes a un mismo string juntos, respetando la separación entre hileras de paneles calculada de 3,4 metros e intentando que las hileras sean lo más simétricas posibles. Obteniendo el siguiente resultado.

Figura 39. Disposición de los paneles



Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Donde los diferentes colores pertenecen a cada uno de los 19 strings.

Este sería un ejemplo 3D de como quedaría la instalación de paneles una vez montados con las estructuras, las cuales serán GA2 Ground Solar Mounting System construidas en acero galvanizado y aluminio, elevando los paneles a 70 cm del suelo.

Figura 40. Ejemplo 3D de la instalación de paneles solares



El inversor seleccionado es el SUN2000-100KTL-M1 de la casa Huawei Technologies con una potencia nominal de 100 kW. Este será ubicado junto a los cuadros de protecciones de la estación de servicio, para, en caso de emergencia, poder acceder rápidamente a ellas y que esté más resguardado contra posibles adversidades climatológicas.

Figura 41. Ubicación de cuadro de protecciones e inversor



El cuadro de protecciones de corriente continua contendrá los fusibles, de 16A, de cada uno de los strings. Serán instalados un total de 20 fusibles, 2 por cadena y debidamente señalizados.

Para las protecciones de corriente alterna existirá otro cuadro de protecciones. En este se ubicarán tanto las protecciones de AC de la instalación fotovoltaica como los de la electrolinera. En ambos casos se instalarán interruptores automáticos con diferencial

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

tetrapolares de la casa Hyundai Electric serie HGE160, con una corriente nominal de 160A y una sensibilidad de disparo instantánea de 30mA ajustables hasta 1A y con retardo máximo de 1000ms. La instalación AC de fotovoltaica contará con una de estas protecciones, y la de corriente alterna contará con 2, una para cada punto de recarga que se instalarán en la electrolinera.

El contador deberá ser sustituido por un contador bidireccional, para que en los momentos en los que la generación sea mayor que el consumo, ese excedente de energía se pueda verter a red y sea compensado por la compañía distribuidora de energía.

Los cables seleccionados son conductores de cobre unipolares o multipolares (dependiendo del tramo) con un aislante de polietileno reticulado (XLPE) y tensión asignada de 0,6/1kV. Además, contará con un recubrimiento de policloruro de vinilo (PVC), esto hace que se clasifiquen en el grupo RV-K. Las secciones para cada cable son:

Tabla 25. Resumen de secciones de conductores seleccionados

Líneas	S _{mínima} (mm ²)	ΔV_{real} (%)	Líneas	S _{mínima} (mm ²)	ΔV_{real} (%)
DC ₁	2x10	1,04%	DC ₇	2x10	1,20%
DC ₂	2x10	1,05%	DC ₈	2x10	1,17%
DC ₃	2x10	1,07%	DC ₉	2x10	1,09%
DC ₄	2x10	1,10%	DC ₁₀	2x10	1,01%
DC ₅	2x10	1,14%	AC ₁	3x95+1x50	0,12%
DC ₆	2x10	1,18%	AC _{2-AC3}	3x95+1x50	0,49%

En cuanto a las canalizaciones, se ha cumplido con lo dispuesto en el ITC-BT-21 en cuanto a característica técnicas y mecánicas.

Se han instalado dos tipos de canalizaciones, empotradas y enterradas. Empotrada solamente es la canalización de la parte de fotovoltaica de AC, denominada C.AC1 , el resto son enterradas.

En cada transición entre canalizaciones, se instalarán arquetas de hormigón prefabrica, las cuales serán AR1 de 40x40x50 cm y AR2-AR7 de 30x30x30 cm

Tabla 26. Resumen canalizaciones seleccionadas

Canalización	Nº de cables unipolares/ multipolares	D _{ext} (mm)
C.DC1	2	63
C.DC2	2	63
C.DC3	2	63
C.DC4	2	63
C.DC5	2	63
C.DC6	2	63
C.DC7	2	63
C.DC8	2	63
C.DC9	2	63

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

C.DC10	2	63
C.DC4-7	8	63
C.DC5-7	6	63
C.DC6-7	4	63
C.DC8-9	4	63
C.DC8-10	6	63
C.DC1-5	10	75
C.DC6-10	10	75
C.AC1	1	90
C.AC2-3	2	140
C.AC2	1	110
C.AC3	1	110

También se ha realizado el cálculo de las puestas a tierra de cada instalación, dando como resultado que para cada una de estas sería necesario instalar 5 picas verticales de acero con recubrimiento en cobre de 1,5m cada una y conductores de cobre desnudos de 50 mm².

Finalmente, la electrolinera estará situada a como máximo a 300 metros de los puntos de surtido de gasolinas y dentro de las instalaciones de suministro de carburante como se recoge en la Orden TED/1009/2022. Estando esta aproximadamente a 33,8 m.

Figura 42. Distancia de la electrolinera a los surtidores de gasolinas



Esta contará con dos puntos de recarga dobles, es decir, con capacidad para 4 vehículos, con velocidades de recarga estándar (22kW) y rápida (50kW).

A lo largo del trabajo, aunque no se haga referencia explícita, también se han tomado ideas e información de (De Construcción et al., 2016; de la Rosa Pineda, 2020; García Álvarez, 2019; Larraz Giganto, 2021; Mansó Borràs, 2019; Plaza Peñalba, 2018; Reinoso Manovel, 2023; Roger Folch et al., 2021; Sánchez Giménez, 2023).

10. Análisis energético

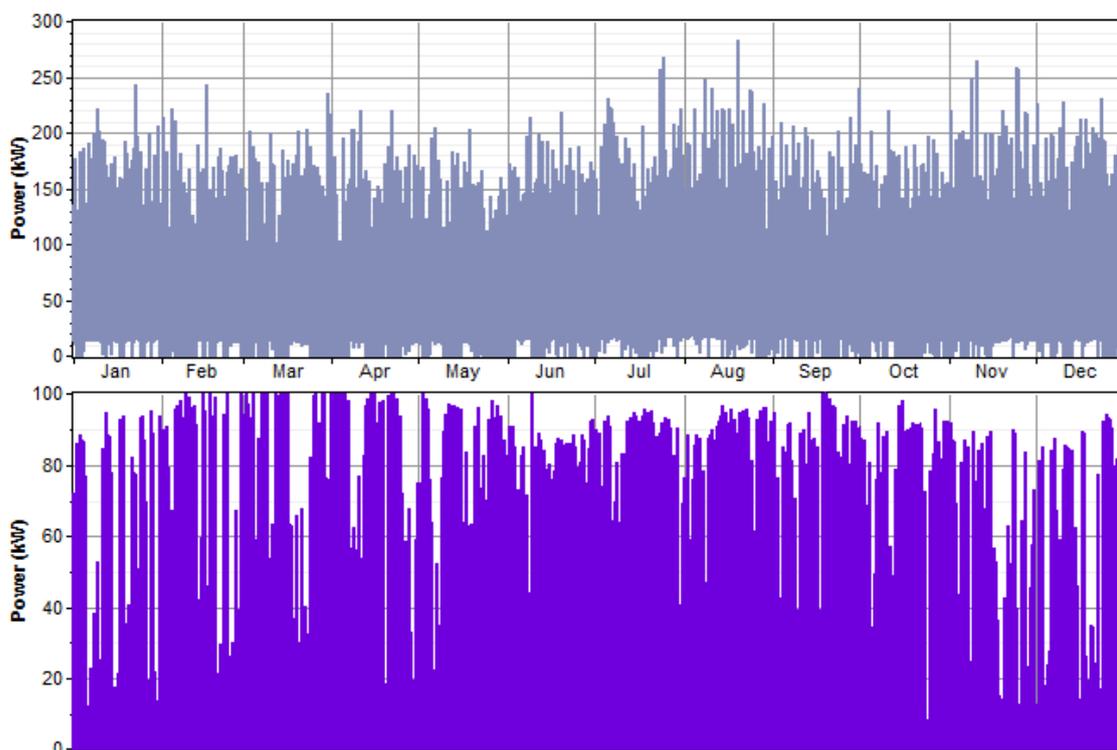
Para realizar el análisis energético, se han hecho uso de los datos del TMY cedidos por la empresa SolarGIS como se mencionó en apartados anteriores. También se han utilizado los datos del consumo de las instalaciones existentes y los de la estimación realizada para la electrolinera.

Este análisis se ha realizado con ayuda del programa HOMER, en el cual, introduciendo los valores de la instalación fotovoltaica anteriormente descritos, los datos de consumos de toda la instalación y los datos ambientales, da los siguientes resultados.

10.1. Comparación de energía generada y consumida

En la Figura 43 se puede observar la comparativa de la potencia fotovoltaica a la salida del inversor, respecto a los consumos de la instalación al completo. Siendo la gráfica grisácea la energía consumida y la gráfica violeta la de energía convertida después del inversor.

Figura 43. Comparación generación-consumo de energía eléctrica de la instalación



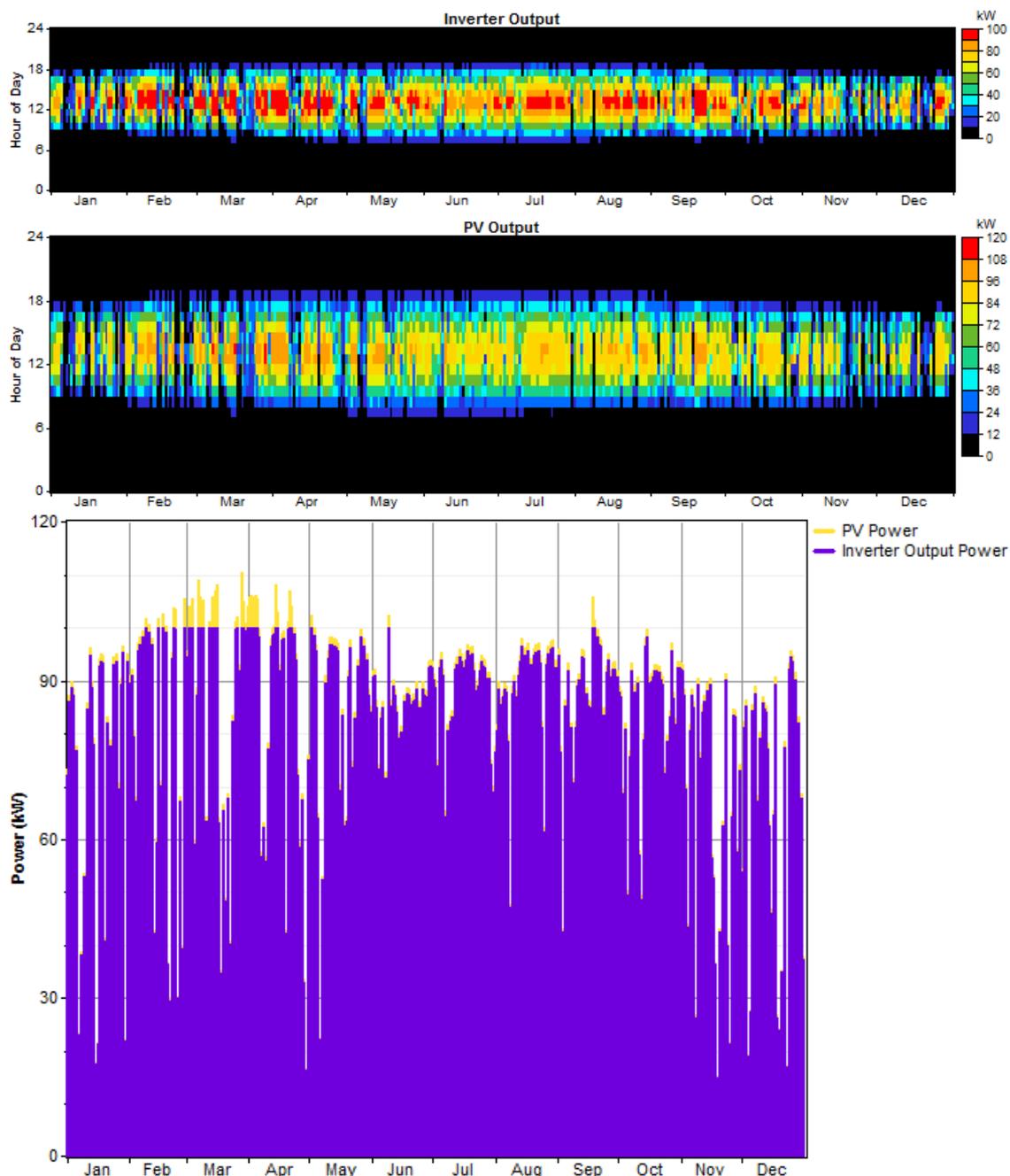
Se puede observar que, aun siendo una instalación de autoconsumo relativamente grande, los consumos de la estación de servicio estarán muy por encima de la producción de energía eléctrica, siendo más del doble en varias ocasiones.

HOMER facilita el dato de la cantidad de CO₂ que producirá la instalación, dependiendo de la energía consumida de red y de la generada por la fotovoltaica. En total, esta generará 81,11 toneladas de forma anual, pudiendo ser hasta 112,75 toneladas si el huerto solar no se instalase.

10.2. Comparación de energía generada y convertida

De igual forma, se puede realizar una comparativa para conocer la cantidad de energía perdida en la conversión del inversor por estar trabajando a máxima potencia.

Figura 44. Comparación de la potencia en la generación fotovoltaica y a la salida del inversor.



Como se puede observar, la potencia generada por la fotovoltaica siempre es un poco superior, esto es debido a las pérdidas que existen en el sistema. Pero, se puede observar que existen puntos donde la generación de energía por la fotovoltaica es bastante superior a la convertida que se queda en una potencia de 100kW. Esto se debe a que, como se ha comentado en

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

apartados anteriores, el inversor tiene esta potencia como la potencia de conversión para que la instalación cumpla con los requisitos de ser de autoconsumo con excedentes, por lo que el excedente de energía no se convertirá. Haciendo uso de los datos ofrecidos por el software HOMER, se pueden obtener estas energías y las horas totales de funcionamiento al año.

Tabla 27. Energía a la salida de cada equipo

Elemento	Cantidad	Unidades
Energía de fotovoltaica	188.857	kWh/año
Energía a la salida del inversor	186.053	kWh/año
Horas de operación	4.389	h/año
Perdidas	2.804	kWh/año

Por lo que, debido al límite de conversión de energía del inversor, existe una pérdida anual de 2.804 kWh cada año.

10.3. Comparación entre energía producida y suministrada desde la red

A lo largo del año, tanto energía producida como energía demandada por la instalación varían, esto puede llegar a hacer que la producción de energía sea mayor que la demanda y por lo tanto sería necesario inyectar en red el excedente de energía producida.

El software HOMER proporciona estos valores:

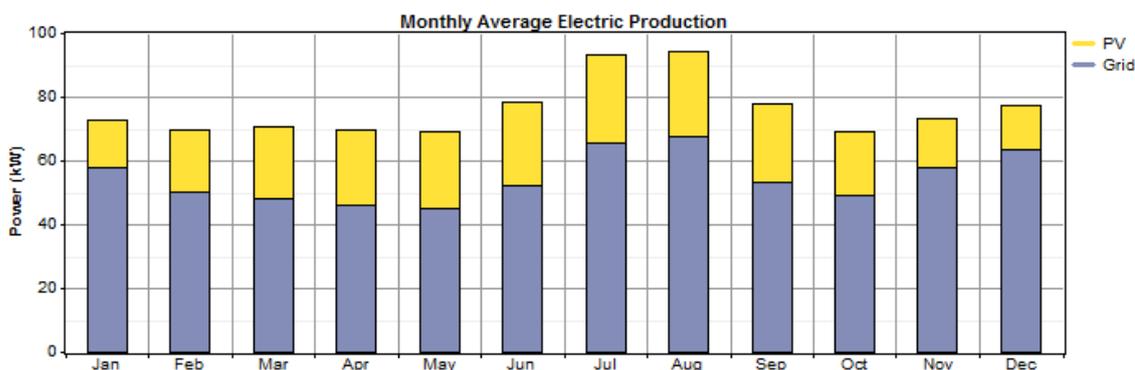
Tabla 28. Comparación producción y compra a red de energía

Producción	kWh/año	%
Fotovoltaica	188.857	28
Red	480.795	72
Total	669.682	100

Tabla 29. Comparación energía consumida e inyectada a red

Consumo	kWh/año	%
Carga primaria AC	663.204	99
Inyección a red	3.643	1
Total	666.847	100

Figura 45. Comparación de energía fotovoltaica utilizada con la demanda a red



11. Estudio de viabilidad económica

En este apartado se realizará el estudio de viabilidad económica para dos diferentes hipótesis. La primera hipótesis sería que el empresario se hiciese cargo de todos los gastos, o parte de ellos en caso de que pidiese un crédito. La segunda opción es que parte de estos gastos sean subvencionados por el Plan Moves III y por el plan Next Generation.

11.1. Datos de partida del estudio

Para realizar el estudio también se va a utilizar el programa HOMER. En este caso, este software nos pide los siguientes datos:

- La tasa de descuento. Se va a suponer un valor del 5% ya que este es un valor que ha tenido una gran variabilidad en los últimos años, aunque según el IPC actualmente es un poco inferior (INE, 2023).
- Los años de vida del proyecto, que serán 25 años.
- Costes iniciales sin contar la fotovoltaica, que se pueden encontrar en el presupuesto.
- Costes anuales. En este caso, como el programa no está preparado para incorporar puntos de recarga y no se pueden añadir ingresos que producirán estos, se va a introducir aquí la estimación de los ingresos previstos por las recargas de vehículos. Para ello, se va a obtener el valor con el precio de venta establecido en el apartado 5.3.2 y la estimación de recargas del Apartado 5.3.1, este valor ascendería hasta 45.622€/año. Para que el programa lo trate como ingresos y no como costes, el valor se introducirá como constes negativos, por lo que el valor a introducir en el programa será de -45.622 €/año.
- Recursos solares, datos meteorológicos y datos sobre la instalación fotovoltaica para conocer la generación, además de datos de perdidas.
- Coste de instalación fotovoltaica
- Consumos de la instalación al completo, la estación de servicio al completo más la electrolinera, ambos estimados en el apartado 5.
- Precios de compra de energía estimados en el apartado 5.2.

Ya que el software no lo permite, se va a suponer que no hay ningún tipo de préstamo, es decir, el desembolso inicial será cubierto al completo el propietario

11.2. Resultados del estudio económico

Una vez introducidos todos los parámetros en el programa, se obtienen los siguientes resultados.

Como se puede observar en la Figura 46, se representa el Cash Flow del área de servicio con los precios actualizados a su valor actual según la tasa de descuento.

HOMER, al no ser un programa al cual se le puedan introducir los datos de ingresos externos, no contabiliza los que se han introducido como costes. Por esta razón hay que interpretar los datos obtenidos.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Se puede observar que el año 0 solamente se hace el desembolso inicial para llevar a cabo la construcción de la instalación, y a partir de este, empiezan a aparecer los ingresos en "other", pudiendo ver el gasto anual debido a consumo de energía procedente de la red.

Figura 46. Cash Flow con precios actualizados

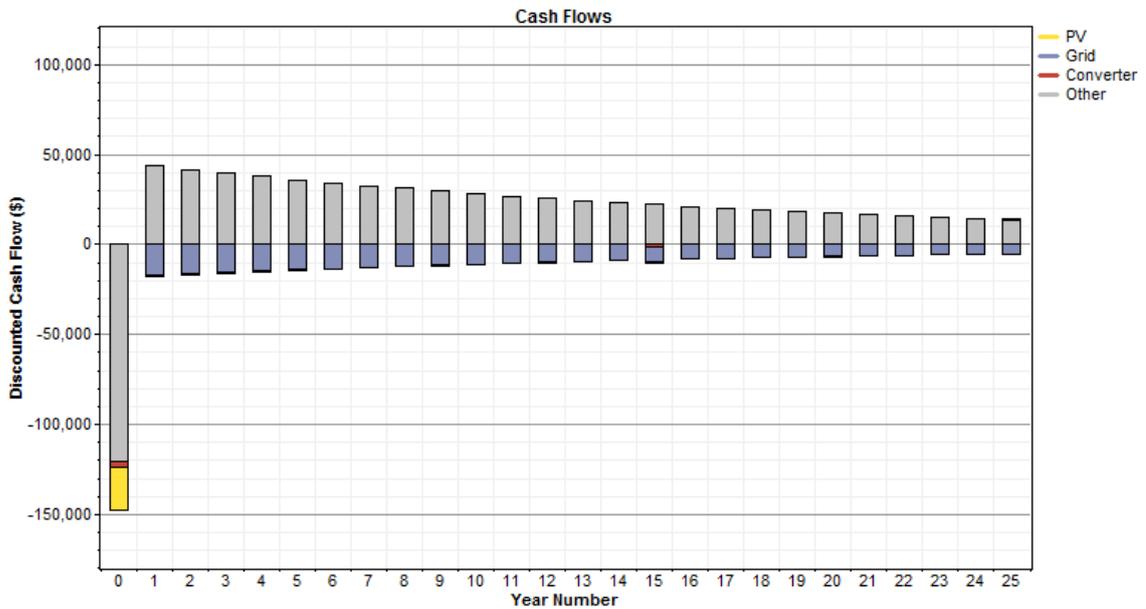
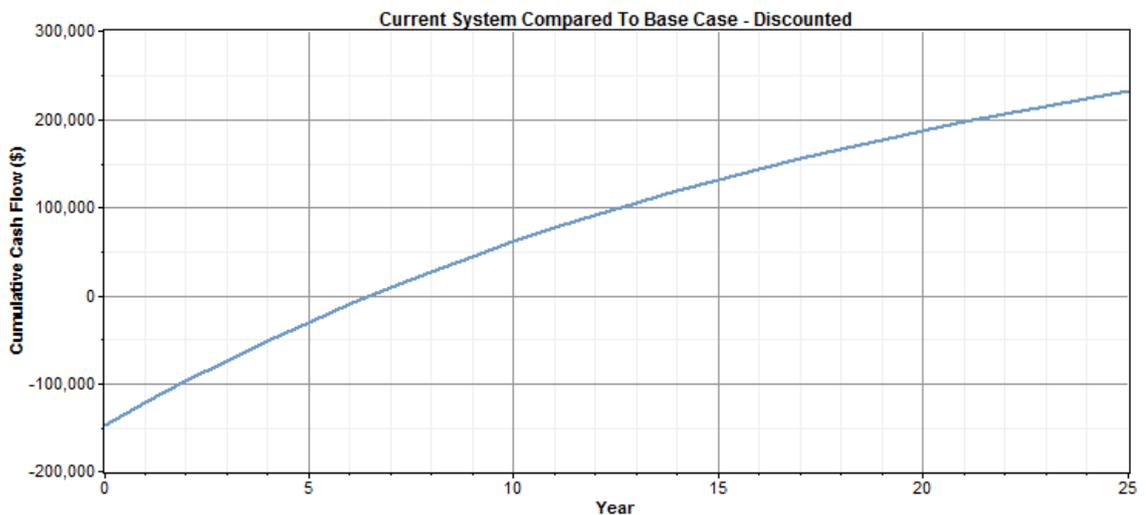


Figura 47. Evolución económica de la instalación



Con los datos observados en la Figura 47, se puede observar de forma aproximada que la inversión se recuperará aproximadamente a mitad del año 6, por lo que el Payback será el año 7, ya que a partir de este todo serán beneficios.

El programa también genera un resumen y un desglose de los datos de forma anual y para toda la vida útil de la instalación.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Figura 48. Resumen ingresos y costes para la vida útil de la instalación

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	-23,368	0	-4,228	0	0	-27,596
Grid	0	0	-257,612	0	0	-257,612
Converter	-3,520	-1,443	-705	0	295	-5,372
Other	-120,908	0	642,910	0	0	522,002
System	-147,795	-1,443	380,365	0	295	231,422

Figura 49. Resumen ingresos y costes anuales

Component	Capital (\$/yr)	Replacement (\$/yr)	O&M (\$/yr)	Fuel (\$/yr)	Salvage (\$/yr)	Total (\$/yr)
PV	-1,658	0	-300	0	0	-1,958
Grid	0	0	-18,278	0	0	-18,278
Converter	-250	-102	-50	0	21	-381
Other	-8,579	0	45,616	0	0	37,037
System	-10,486	-102	26,988	0	21	16,420

En la Figura 49, se puede observar, como se prorratearían los costes iniciales de la instalación, los costes anuales, los ingresos y los beneficios a los años de vida de esta con los precios desactualizados. En la Figura 48, se pueden observar estos mismos datos, pero para la vida útil de la instalación en lugar de ser de forma anual, siendo esta vez los precios actualizados según la tasa de descuento.

Con los datos aportados por estas figuras, se puede calcular la TIR de la instalación, que será del 14,78%.

El VAN se puede observar directamente de los resultados obtenidos de varias figuras, y su valor ascendería hasta 231.422€ al final de la vida útil de la instalación.

Al obtener un VAN positivo y una TIR que está por encima del valor de la tasa de descuento, se puede concluir que la instalación sería viable económicamente hablando.

11.3. Planes para la subvención

El Plan Moves III es un programa europeo el cual promueve la transición hacia el vehículo eléctrico, subvencionando la compra de este tipo de vehículos y la implantación de puntos de recarga. Las bases reguladoras se recogen en el Real Decreto 266/2021, el cual tiene alguna modificación en el Real Decreto 406/2023. Según estos reales decretos, la subvención a la que opta una PYME en un municipio de menos de 5000 habitantes es del 60% del coste de los puntos de recarga.

Los fondos europeos Next Generation son reglados en España mediante el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. La subvención con la que se podría contar para la instalación del sistema fotovoltaico puede ser, según el Real Decreto 477/2021 en su Anexo III, del 50% para instalaciones de pequeñas empresas con una potencia instalada superior a 20kWp, más un incremento de 5 puntos porcentuales debido a que la instalación se encuentra en un municipio de menos de 5.000 habitantes. Por lo que la esta puede cubrir el 55% del coste total de la instalación fotovoltaica.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Este proyecto podría tener ambas subvenciones, cada una cubriendo la parte correspondiente a la instalación pertinente. El coste de la instalación fotovoltaica asciende hasta 38.320,40€ y el de los puntos de recarga hasta 70.051,99€. Suponiendo que las subvenciones cubrirán el máximo posible anteriormente mencionado para cada una de estas instalaciones, estas son:

- Subvención de la instalación fotovoltaica por los fondos Next Generation, 21.076,22€.
- Subvención de la instalación de puntos de recarga por el Plan Moves III, 42.031,19€.

11.4. Resultados del estudio económico con subvención

Aunque estas subvenciones llegarían una vez ya se hubiese realizado la instalación, se va a tratar como si se tuvieran desde un primer momento, por lo que la única variación que se puede observar con respecto del estudio en el que estas no serán dotadas es el costo inicial de la instalación, que en este caso será de 84.688€.

Figura 50. Cash Flow con subvención

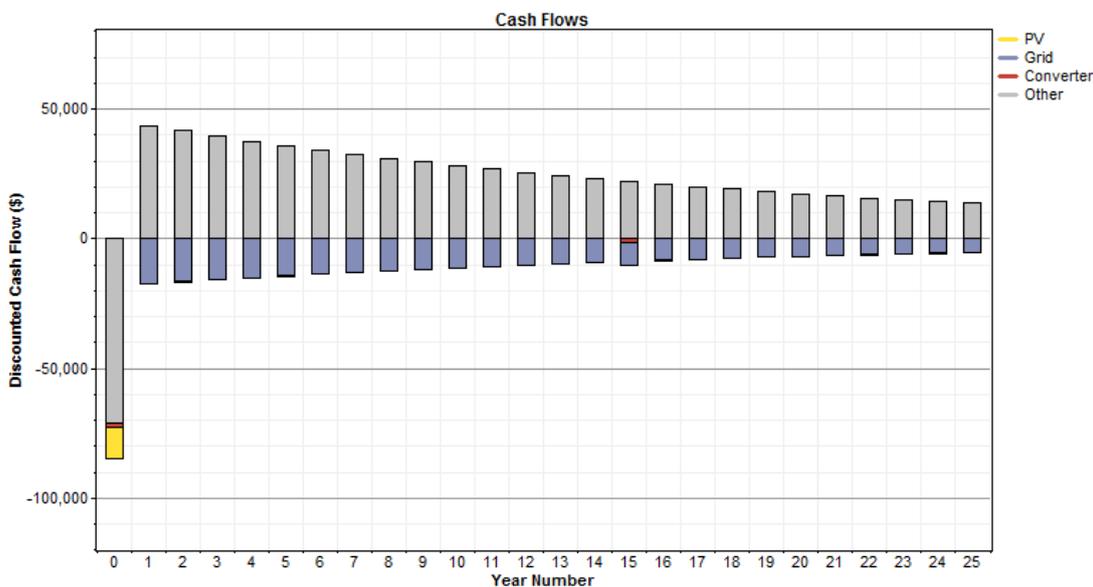
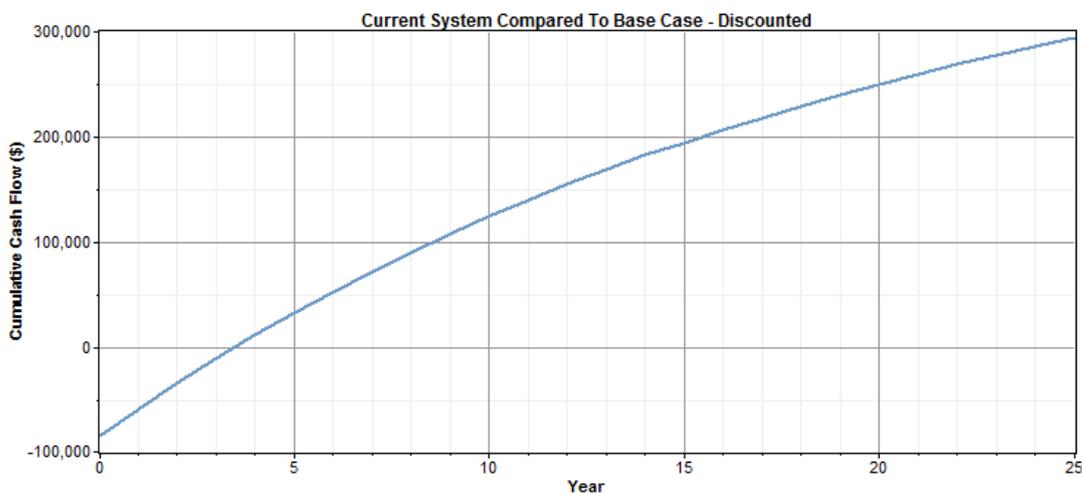


Figura 51. Evolución económica de la instalación con subvención



Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Como se puede observar en la Figura 50 la única diferencia es que los costes iniciales son menores al caso en el que no se tiene la subvención, pero los costes anuales y los ingresos producidos por compra y venta de energía siguen siendo los mismos.

Al ser el desembolso inicial menor que en el primer caso, la inversión se recuperaría a lo largo del tercer año, por lo que el Payback es el año 4 de la vida útil de la instalación.

Figura 52. Resumen ingresos y costes para la vida útil de la instalación con subvención

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	-11,684	0	-4,228	0	0	-15,912
Grid	0	0	-257,612	0	0	-257,612
Converter	-1,760	-1,443	-705	0	295	-3,612
Other	-71,244	0	642,910	0	0	571,666
System	-84,688	-1,443	380,365	0	295	294,529

Figura 53. Resumen ingresos y costes anuales con subvención

Component	Capital (\$/yr)	Replacement (\$/yr)	O&M (\$/yr)	Fuel (\$/yr)	Salvage (\$/yr)	Total (\$/yr)
PV	-829	0	-300	0	0	-1,129
Grid	0	0	-18,278	0	0	-18,278
Converter	-125	-102	-50	0	21	-256
Other	-5,055	0	45,616	0	0	40,561
System	-6,009	-102	26,988	0	21	20,898

Como se puede observar en estas figuras, el capital es menor al caso en el que no hay subvención, pero el resto de parámetros siguen siendo iguales, exceptuando los totales.

Realizando el cálculo de la TIR con estos valores, se obtiene que esta es del 31,64%. También se puede observar de manera directa el VAN, que tendría un valor de 294.529€ una vez se acabe la vida útil de la instalación.

Por lo que se puede concluir que la instalación sería más rentable que cuando no está subvencionada, ya que, la inversión se recuperará en menos años, la TIR es mayor del doble, además de superior a la tasa de descuento y los ingresos finales actualizados al día de hoy serán mayores.

12. Conclusión

En este proyecto, se han llevado a cabo el diseño y cálculo de los elementos necesarios para la implantación de una instalación fotovoltaica y una electrolinera en un entorno realista. El objetivo principal de este es conocer la viabilidad energética y económica de las instalaciones.

Se puede observar a lo largo del desarrollo del proyecto, que se generaría una cantidad considerable de energía mediante la instalación planteada, un total de 186 MWh/año, pero que esta no sería suficiente ya que el consumo de energía de la instalación total sería de 666,85 MWh año, en conjunto entre puntos de recarga y la instalación ya existente. Al ser tan superior el consumo a la generación, apenas existen momentos en los cuales se produzca una inyección de energía hacia la red, solamente 3,64 MWh, que sería menos del 1% de toda la energía consumida

Esta energía generada se obtiene a través de un huerto solar de 190 paneles dispuestos en 10 strings de 19 paneles, siendo la potencia total instalada de 111,15kWp y convertida por un único inversor de 100kW. La instalación se ha limitado a esta potencia para que esta cumpliera con lo legislado para autoconsumo con excedentes.

En cuanto a la instalación de la electrolinera, se puede observar que debido a las hojas de ruta europeas se espera una gran evolución en la movilidad sostenible mediante vehículos de bajo o consumo nulo, la cual es necesaria para un desarrollo sostenible de la sociedad. Por ello, tras realizar la estimación de vehículos que transitarán este área de servicio, se ha decidido instalar 2 puntos de recarga dobles de 22kW y 50kW, con los que se espera tener una infraestructura suficientemente grande para los próximos años.

Energéticamente esta instalación es viable. Esto se debe a que prácticamente no hay desperdicio de energía, únicamente 2,8 MWh que no es capaz de convertir el inversor, que es el 1,49% de la energía generada.

Económicamente, se han barajado dos opciones, sin subvencionar y siendo subvencionado. En el caso en el que no se subvenciona, se realiza una inversión inicial de 147.795€, el VAN de 231.422 €, una TIR del 14,78% y un Payback a partir del año 7. Para el caso en el que se subvenciona parte, la inversión inicial sería de 84.688 €, obteniendo un VAN de 294.529€, una TIR de 31,64% y el Payback se produciría a partir del año 4.

Ambientalmente, es una buena opción ya que se reduciría la emisión de gases contaminantes y de efecto invernadero. Se reducirían al menos 34,64 toneladas anuales de CO₂ en cuanto a la generación de energía, más la no contaminación producida por los vehículos de combustión que pasarían a ser eléctricos.

A la vista de los siguientes resultados, se puede concluir que llevar a cabo la instalación sería rentable tanto económica como energéticamente indistintamente de que las subvenciones llegaran o no.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

PRESUPUESTO

Índice de presupuesto

1.	Acondicionamiento del terreno.....	87
2.	Instalaciones	88
3.	Coste del proyecto	92

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

1. Acondicionamiento del terreno

En este capítulo se descomponen los costes que conlleva el acondicionamiento del terreno.

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
1.1.- Movimiento de tierras					
1.1.1.- Desbroce y limpieza					
1.1.1.1	M2	Limpieza y desbroce del terreno realizado con medios mecánicos, con transporte a vertedero de material sobrante.			
			Total M2	3.400,000	0,24
					816,00
			Total subcapítulo 1.1.1.- Desbroce y limpieza:		816,00
1.1.2.- Excavaciones					
1.1.2.1	M3	Excavación de zapatas y zanjas en terreno blando, realizada con medios mecánicos, incluso perfilado de laterales y fondo, con transporte a vertedero de material sobrante. Ejecutado de acuerdo a las indicaciones técnicas de la NTE-ADZ 6. Medido en perfil natural.			
			Total M3	184,000	6,37
					1.172,08
			Total subcapítulo 1.1.2.- Excavaciones:		1.172,08
			Total subcapítulo 1.1.- Movimiento de tierras:		1.988,08
Total presupuesto parcial nº 1 Acondicionamiento del terreno :					1.988,08

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

2. Instalaciones

En este capítulo se descomponen los precios que conlleva realizar las instalaciones.

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
2.1.- Eléctricas					
2.1.1.- Aparamenta					
2.1.1.1	Ud	Conjunto fusible, formado por fusible cilíndrico, curva gPV, intensidad nominal 16 A, poder de corte 30 kA, tamaño 10x38 mm, unipolar (1P). Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Montaje y conexionado del elemento.			
			Total Ud	2,000	134,48
					268,96
2.1.1.2	Ud	Interruptor automático en caja moldeada, con bloque diferencial, tetrapolar (4P), intensidad nominal 160 A, poder de corte 38 kA a 400 V, ajuste de la intensidad de disparo térmico 1 x In, ajuste de la intensidad de disparo de 0,03 a 10 A, con unidad de control magnetotérmica, según UNE-EN 60947-2.			
			Total Ud	3,000	1.434,45
					4.303,35
			Total subcapítulo 2.1.1.- Aparamenta:		4.572,31
2.1.2.- Arquetas					
2.1.2.1	Ud	Arqueta de conexión eléctrica, prefabricada de hormigón, sin fondo, registrable, de 30x30x30 cm de medidas interiores, con paredes rebajadas para la entrada de tubos, capaz de soportar una carga de 400 kN, con marco de acero galvanizado y tapa de hormigón armado aligerado, de 39,5x38,5 cm, para arqueta de conexión eléctrica, capaz de soportar una carga de 125 kN. Incluye: Replanteo. Colocación de la arqueta prefabricada. Ejecución de taladros para conexionado de tubos. Conexionado de los tubos a la arqueta. Colocación de la tapa y los accesorios. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
			Total Ud	6,000	45,58
					273,48
2.1.2.2	Ud	Arqueta de conexión eléctrica, prefabricada de hormigón, sin fondo, registrable, de 40x40x50 cm de medidas interiores, con paredes rebajadas para la entrada de tubos, capaz de soportar una carga de 400 kN, con marco de acero galvanizado y tapa de hormigón armado aligerado, de 49,5x48,5 cm, para arqueta de conexión eléctrica, capaz de soportar una carga de 125 kN. Incluye: Replanteo. Colocación de la arqueta prefabricada. Ejecución de taladros para conexionado de tubos. Conexionado de los tubos a la arqueta. Colocación de la tapa y los accesorios. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
			Total Ud	1,000	65,17
					65,17
			Total subcapítulo 2.1.2.- Arquetas:		338,65
2.1.3.- Canalizaciones					
2.1.3.1	M	Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 75 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización. Criterio de valoración económica: El precio incluye los equipos y la maquinaria necesarios para el desplazamiento y la disposición en obra de los elementos, pero no incluye la excavación ni el relleno principal. Incluye: Replanteo. Ejecución del lecho de arena para asiento del tubo. Colocación del tubo. Colocación de la cinta de señalización. Ejecución del relleno envolvente de arena. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.			
			Total m	202,600	9,27
					1.878,10

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe	
2.1.3.2	M	Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 63 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización. Criterio de valoración económica: El precio incluye los equipos y la maquinaria necesarios para el desplazamiento y la disposición en obra de los elementos, pero no incluye la excavación ni el relleno principal. Incluye: Replanteo. Ejecución del lecho de arena para asiento del tubo. Colocación del tubo. Colocación de la cinta de señalización. Ejecución del relleno envolvente de arena. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	Total m	108,300	8,54	924,88
2.1.3.3	M	Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 110 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización. Criterio de valoración económica: El precio incluye los equipos y la maquinaria necesarios para el desplazamiento y la disposición en obra de los elementos, pero no incluye la excavación ni el relleno principal. Incluye: Replanteo. Ejecución del lecho de arena para asiento del tubo. Colocación del tubo. Colocación de la cinta de señalización. Ejecución del relleno envolvente de arena. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	Total m	12,000	12,76	153,12
2.1.3.4	M	Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 140 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N, colocado sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería. Instalación enterrada. Incluso cinta de señalización. Criterio de valoración económica: El precio incluye los equipos y la maquinaria necesarios para el desplazamiento y la disposición en obra de los elementos, pero no incluye la excavación ni el relleno principal. Incluye: Replanteo. Ejecución del lecho de arena para asiento del tubo. Colocación del tubo. Colocación de la cinta de señalización. Ejecución del relleno envolvente de arena. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	Total m	39,200	13,54	530,77
2.1.3.5	M	Canalización de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 90 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N. Instalación en conducto de obra de fábrica (no incluido en este precio). Incluye: Replanteo. Colocación y fijación del tubo. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	Total m	6,000	7,07	42,42
Total subcapítulo 2.1.3.- Canalizaciones:					3.529,29	
2.1.4.- Cables						
2.1.4.1	M	Cable unipolar RV-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 10 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de PVC (V). Incluso accesorios y elementos de sujeción. Incluye: Tendido del cable. Conexión. Comprobación de su correcto funcionamiento. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	Total m	2.950,000	2,04	6.018,00

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
2.1.4.2	M	Cable eléctrico multiconductor, Retenax CPRO Flex "PRYSMIAN", de fácil pelado y alta flexibilidad, tipo RV-K, tensión nominal 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 3x95 + 1x50 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX 3, cubierta de policloruro de vinilo (PVC), de tipo DMV-18, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de halógenos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío y resistencia a los rayos ultravioleta. Incluye: Tendido del cable. Conexionado. Comprobación de su correcto funcionamiento. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.			
		Total m	10,000	103,16	1031,60
2.1.4.3	M	Cable eléctrico multiconductor, Retenax CPRO Flex "PRYSMIAN", de fácil pelado y alta flexibilidad, tipo RV-K, tensión nominal 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 3x95 + 1x50 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX 3, cubierta de policloruro de vinilo (PVC), de tipo DMV-18, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de halógenos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío y resistencia a los rayos ultravioleta. Incluye: Tendido del cable. Conexionado. Comprobación de su correcto funcionamiento. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.			
		Total m	90,000	103,16	9.284,40
			<i>Total subcapítulo 2.1.4.- Cables:</i>		15.921,36
2.1.5.- Cajas generales de protección					
2.1.5.1	Ud	Suministro e instalación en el interior de hornacina mural de caja general de protección, equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 160 A, para protección de la línea general de alimentación, formada por una envolvente aislante, precintable y autoventilada, según UNE-EN 60439-1, grado de inflamabilidad según se indica en UNE-EN 60439-3, con grados de protección IP43 según UNE 20324 e IK08 según UNE-EN 50102, que se cerrará con puerta metálica con grado de protección IK10 según UNE-EN 50102, protegida de la corrosión y con cerradura o candado. Normalizada por la empresa suministradora y preparada para acometida subterránea. Incluso fusibles y elementos de fijación y conexión con la conducción enterrada de puesta a tierra. Totalmente montada, conexiónada y probada. Incluye: Replanteo de la situación de los conductos y anclajes de la caja. Fijación del marco. Colocación de la puerta. Colocación de tubos y piezas especiales. Conexionado. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
		Total Ud	1,000	331,57	331,57
			<i>Total subcapítulo 2.1.5.- Cajas generales de protección:</i>		331,57
2.1.6.- Solar fotovoltaica					
2.1.6.1	Ud	Módulo solar fotovoltaico con tecnología TopCon, potencia máxima (Wp) 585 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 42,52 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 13,76 A, tensión encircuito abierto (Voc) 51,16 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 14,55 A, eficiencia 20,67%, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 2278x1134x35 mm, resistencia a la carga del viento 245 kg/m ² , resistencia a la carga de la nieve 551 kg/m ² , peso 27,2 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores.			
		Total Ud	190,000	109,91	20.882,90
2.1.6.2	Ud	Estructura soporte para módulo solar fotovoltaico, de acero inoxidable y aluminio			
		Total Ud	1,000	2.484,74	2.484,74
2.1.6.3	Ud	Inversor trifásico Huawei SUN2000-100KTL-M1, potencia máxima de entrada 75 kW, voltaje de entrada máximo 1100 Vcc, rango de voltaje de entrada de 200 a 1000 Vcc, potencia nominal de salida 100 kW, potencia máxima de salida 110 kVA, eficiencia máxima 98,8%, dimensiones 700x1035x365 mm, peso 90 kg, con Protección Anti Aislante (ENS), Protección contra Sobreintensidades, Dispositivo de Corriente Residual (RCD), Protección contra Inversiones de la Polaridad, Protección contra Sobretensión y Sobrecarga, Monitorización de fallo de Toma de Tierra.			

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

N°	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
			Total Ud	1,000	3.519,50
			<i>Total subcapítulo 2.1.6.- Solar fotovoltaica:</i>		<u>3.519,50</u>
2.1.7.- Puesta a tierra					
2.1.7.1	Ud	Toma de tierra compuesta por pica de acero cobreado de 1,5 m de longitud, hincada en el terreno, conectada a puente para comprobación, dentro de una arqueta de registro de polipropileno de 30x30 cm. Incluso grapa abarcón para la conexión del electrodo con la línea de enlace y aditivos para disminuir la resistividad del terreno. Incluye: Replanteo. Excavación con medios manuales. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Hincado de la pica. Colocación de la arqueta de registro. Conexión del electrodo con la línea de enlace. Relleno del trasdós. Conexión a la red de tierra. Montaje, conexionado y comprobación de su correcto funcionamiento. Realización de pruebas de servicio. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
			Total Ud	1,000	225,50
2.1.7.2	Ud	Toma de tierra compuesta por pica de acero cobreado de 1,5 m de longitud, hincada en el terreno, conectada a puente para comprobación, dentro de una arqueta de registro de polipropileno de 30x30 cm. Incluso grapa abarcón para la conexión del electrodo con la línea de enlace y aditivos para disminuir la resistividad del terreno. Incluye: Replanteo. Excavación con medios manuales. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Hincado de la pica. Colocación de la arqueta de registro. Conexión del electrodo con la línea de enlace. Relleno del trasdós. Conexión a la red de tierra. Montaje, conexionado y comprobación de su correcto funcionamiento. Realización de pruebas de servicio. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
			Total Ud	1,000	225,50
2.1.7.3	M	Conductor de tierra formado por cable rígido de cobre trenzado, de 35 mm ² de sección. Incluso uniones realizadas con soldadura aluminotérmica, grapas y bornes de unión. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo del recorrido. Tendido del conductor de tierra. Conexionado del conductor de tierra mediante bornes de unión. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.			
			Total m	254,800	843,39
			<i>Total subcapítulo 2.1.7.- Puesta a tierra:</i>		<u>1.294,39</u>
2.1.8.- Recarga de vehículos eléctricos					
2.1.8.1	Ud	Estación de recarga de coches eléctricos.			
			Total Ud	2,000	57.123,64
			<i>Total subcapítulo 2.1.8.- Recarga de vehículos eléctricos:</i>		<u>57.123,64</u>
			<i>Total subcapítulo 2.1.- Eléctricas:</i>		<u>109.998,35</u>
			Total presupuesto parcial n° 2 Instalaciones :		109.998,35

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

3. Coste del proyecto

En este capítulo se descomponen los costes diseño, tramitación y beneficio industrial que conlleva realizar este proyecto.

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
3.1	1	Coste de ingeniería 50 €/h			
			Total 1	300,000	50,00
					15.000,00
3.2	1	Legalizacion de la instalación			
			Total 1	1,000	1.030,00
					1.030,00
3.3	1	Beneficio industrial 15% del coste de la instalación			
			Total 1	1,000	19.778,54
					19.778,54
Total presupuesto parcial nº 3 Coste del proyecto :					35.808,54

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Presupuesto de ejecución material

1 Acondicionamiento del terreno	1.988,0€
1.1.- Movimiento de tierras	1.988,0€
1.1.1.- Desbroce y limpieza	816,00
1.1.2.- Excavaciones	1.172,08
2 Instalaciones	109.998,3€
2.1.- Eléctricas	109.998,3€
2.1.1.- Aparamenta	4.572,31
2.1.2.- Arquetas	338,65
2.1.3.- Canalizaciones	3.529,29
2.1.4.- Cables	15.921,36
2.1.5.- Cajas generales de protección	331,57
2.1.6.- Solar fotovoltaica	26.887,14
2.1.7.- Puesta a tierra	1.294,39
2.1.8.- Recarga de vehículos eléctricos	57.123,64
3 Coste del proyecto	35.808,54
	Total: 147.794,97

Asciende el presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de CIENTO CUARENTA Y SIETE MIL SETECIENTOS NOVENTA Y CUATRO EUROS CON NOVENTA Y SIETE CÉNTIMOS.

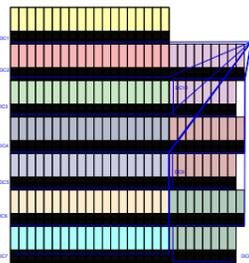
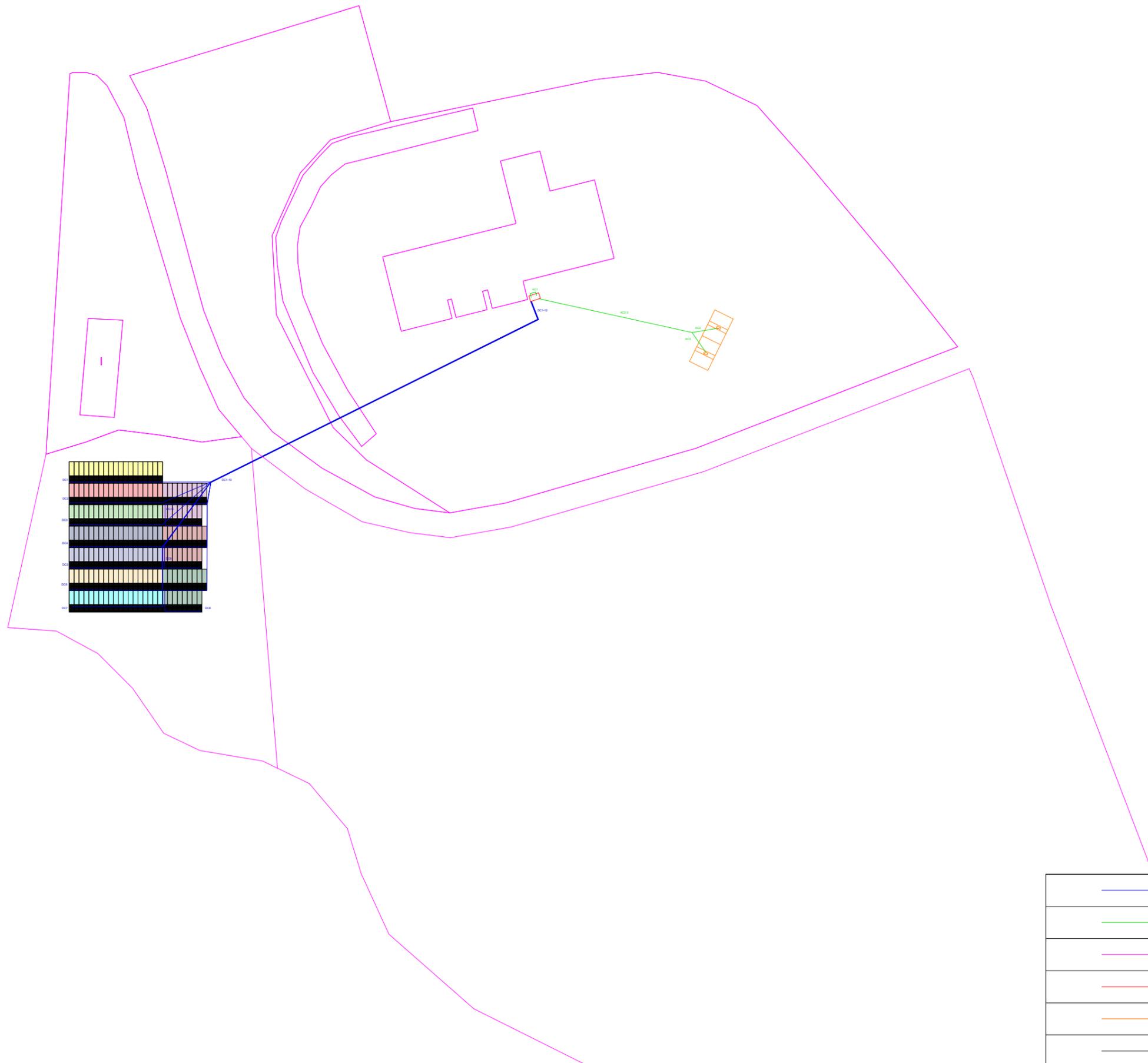
Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

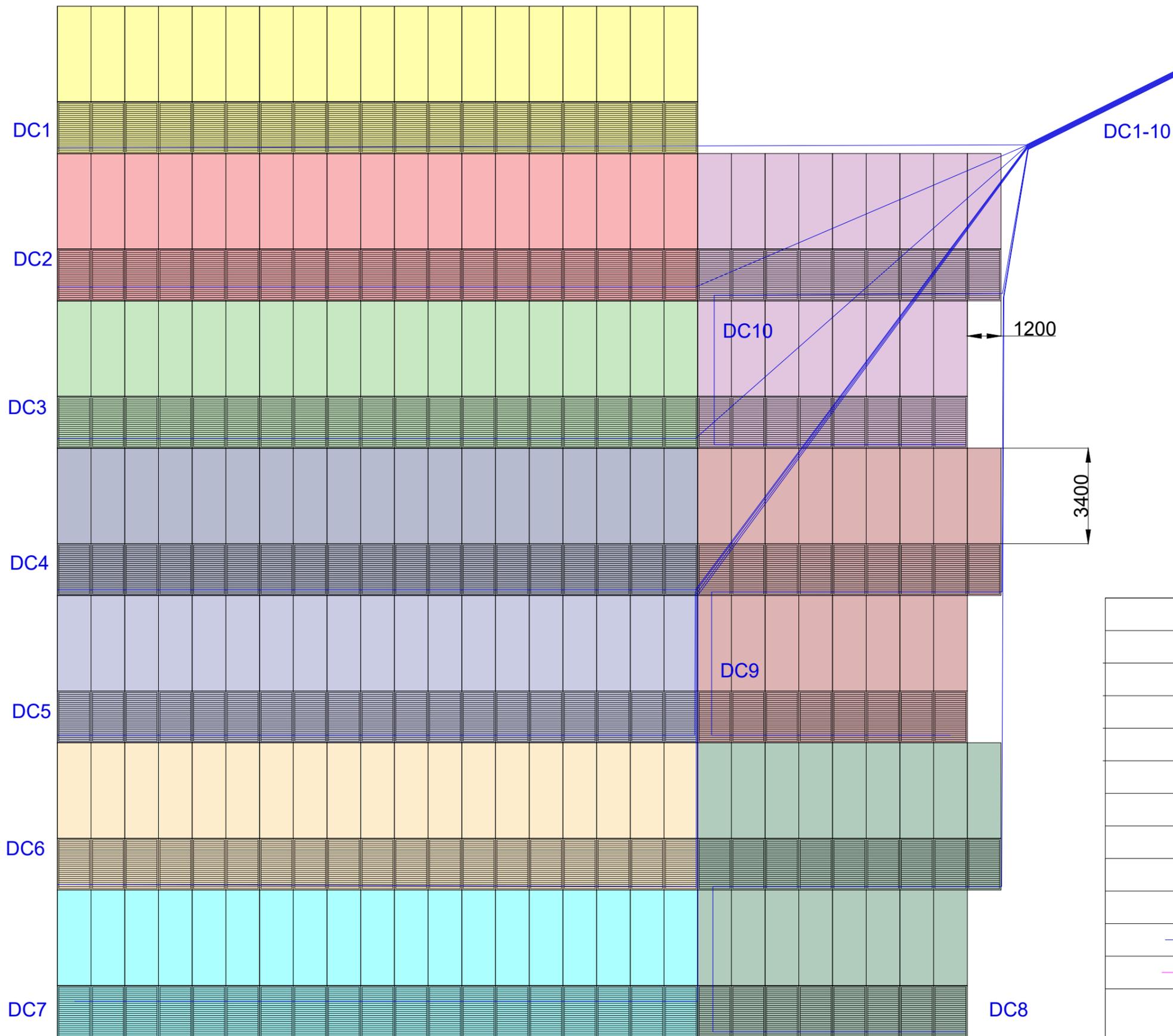
PLANOS

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una
electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar,
Cuenca.

Plano 1. Plano general de la instalación.....	97
Plano 2. Plano instalación fotovoltaica	98
Plano 3.1. Plano canalizaciones	99
Plano 3.2. Plano canalizaciones	100
Plano 4. Plano instalación corriente alterna	101
Plano 5. Plano electrolinera	102
Plano 6. Esquema unifilar	103

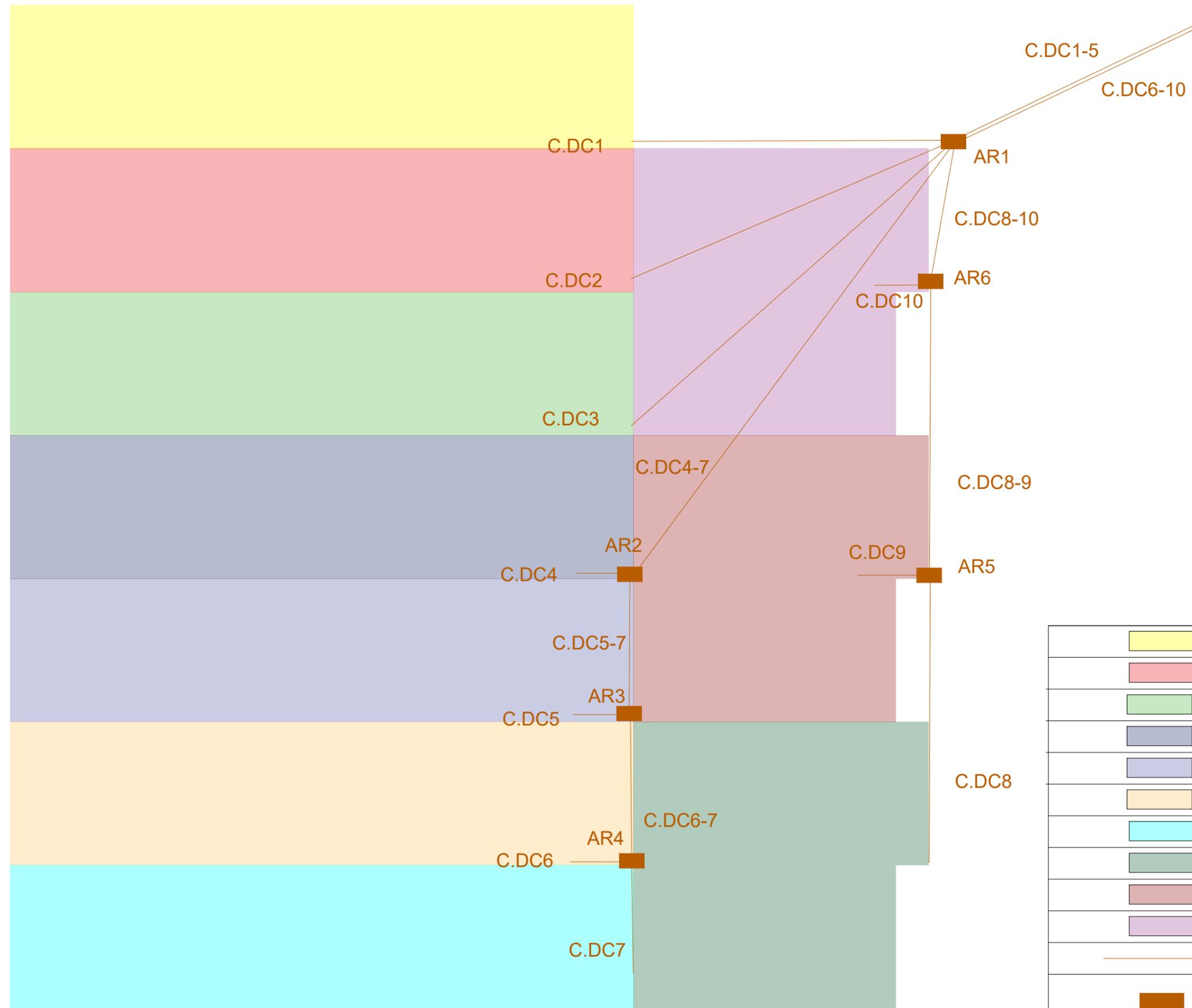


	Cableado DC
	Cableado AC
	Parcela del Catastro
	Inversor y protecciones
	Electrolinera
	Paneles fotovoltaicos



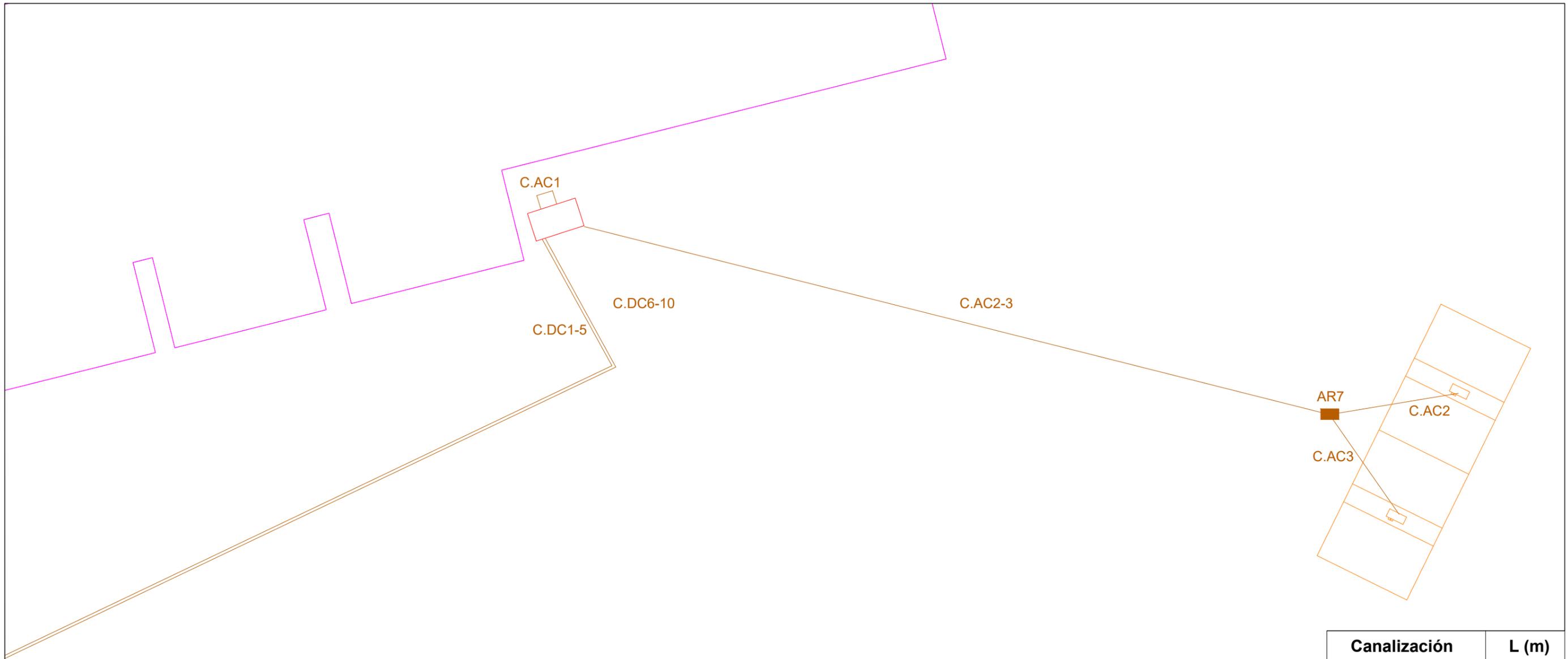
Línea	Tipo de cable	L (m)
DC 1	RV-K 2x10mm	139
DC 2	RV-K 2x10mm	140
DC 3	RV-K 2x10mm	143
DC 4	RV-K 2x10mm	147
DC 5	RV-K 2x10mm	152
DC 6	RV-K 2x10mm	158
DC 7	RV-K 2x10mm	160
DC 8	RV-K 2x10mm	156
DC 9	RV-K 2x10mm	145
DC 10	RV-K 2x10mm	135

	String DC 1
	String DC 2
	String DC 3
	String DC 4
	String DC 5
	String DC 6
	String DC 7
	String DC 8
	String DC 9
	String DC 10
	Cableado DC
	Parcela del Catastro
	Paneles fotovoltaicos



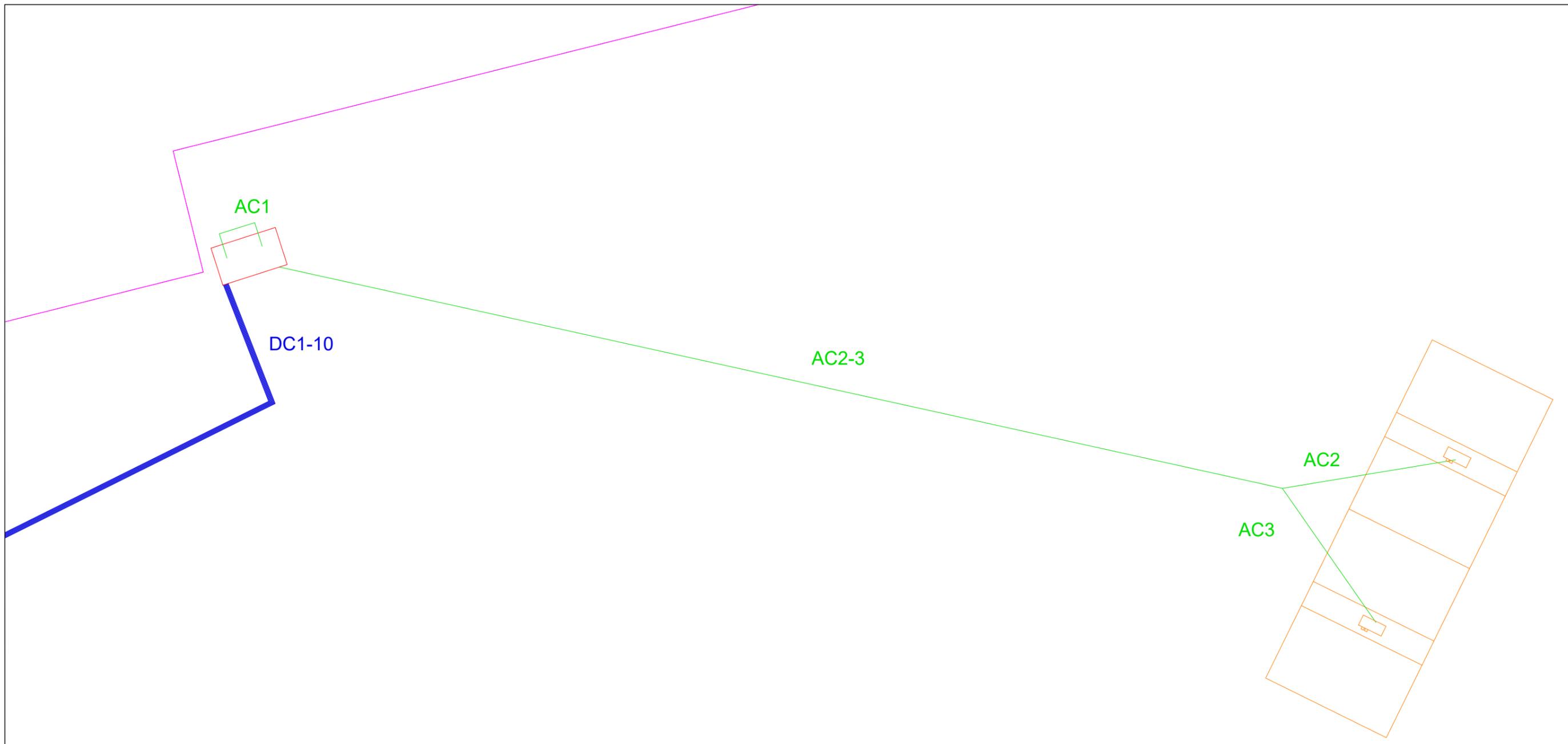
Canalización	L (m)
C.DC 1	11,8
C.DC 2	12,9
C.DC 3	15,8
C.DC 4	1
C.DC 5	5,1
C.DC 6	10,1
C.DC 7	4,1
C.DC 8	10,5
C.DC 9	1
C.DC 10	1
C.DC 1-5	101,3
C.DC 6-10	101,3
C.DC 4-7	9
C.DC 5-7	5,1
C.DC 6-7	5
C.DC 8-9	10,5
C.DC 8-10	5,4

	String DC 1
	String DC 2
	String DC 3
	String DC 4
	String DC 5
	String DC 6
	String DC 7
	String DC 8
	String DC 9
	String DC 10
	Canalizaciones
	Arquetas



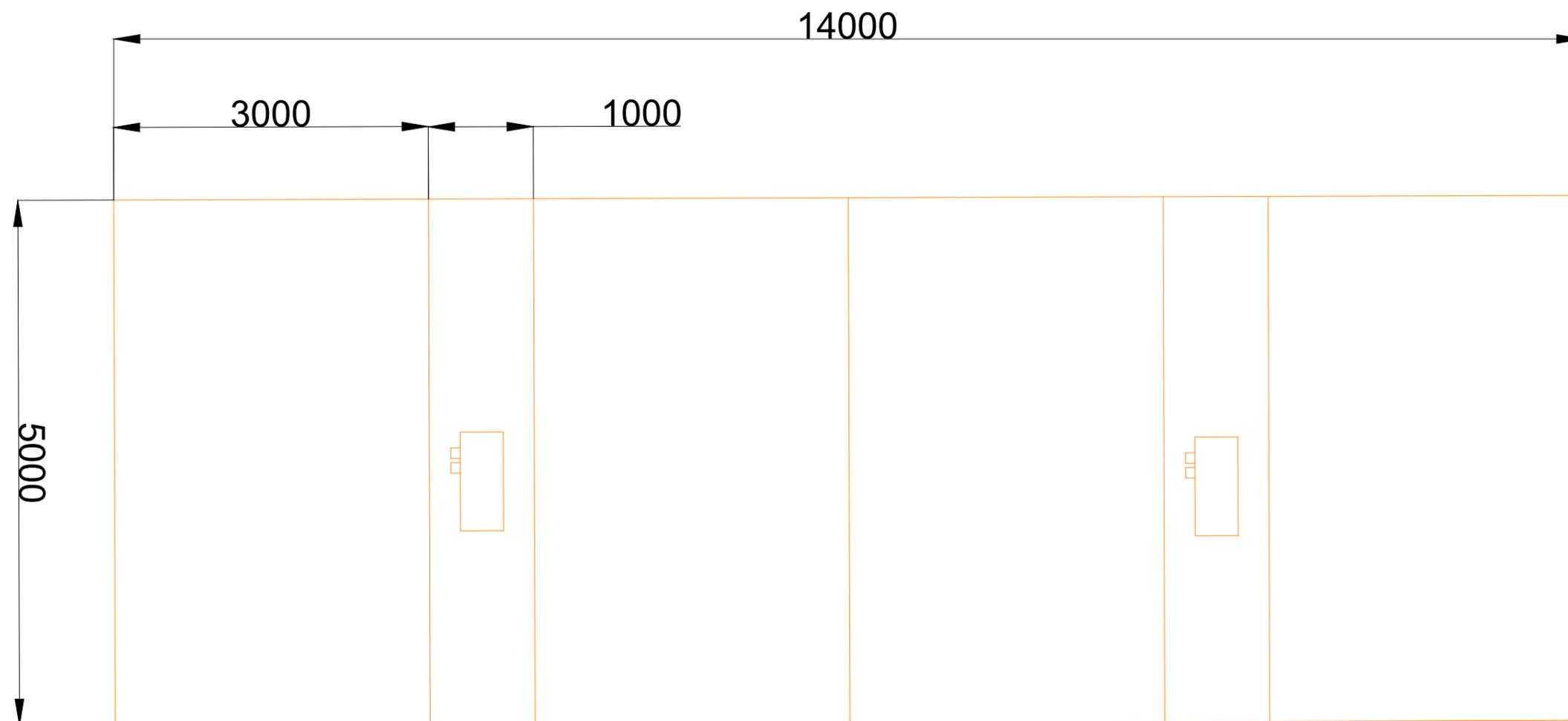
Canalización	L (m)
C.AC 1	3
C.AC 2	6
C.AC 3	6
C.AC 2-3	39,2
C.DC 1-5	101,3
C.DC 6-10	101,3

	Parcela del catastro
	Inversor y protecciones
	Electrolinera
	Canalizaciones
	Arquetas

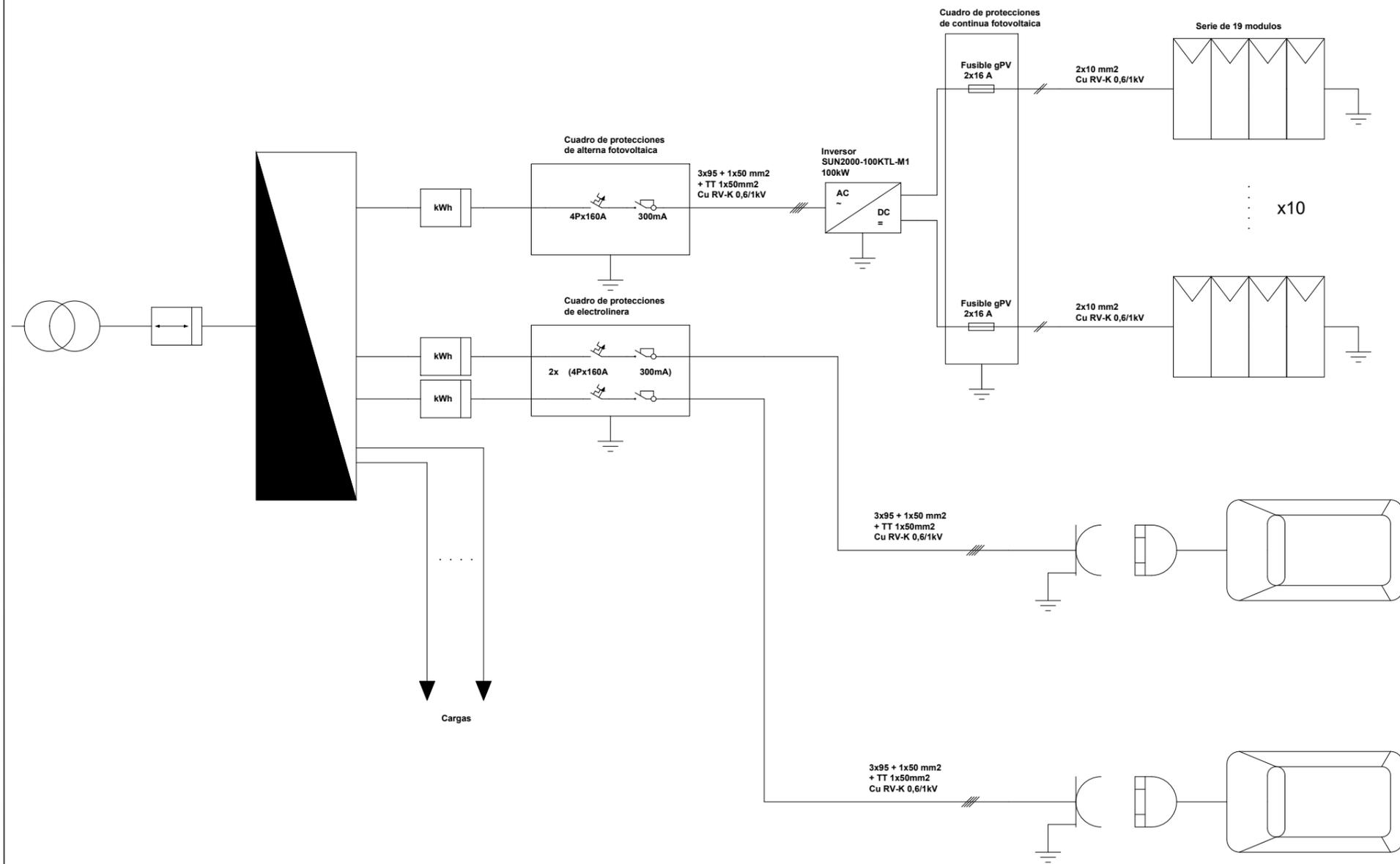


Linea	Tipo de cable	L (m)
AC 1	RV-K 3x95+1x50	3
AC 2	RV-K 3x95+1x50	46,7
AC 3	RV-K 3x95+1x50	46,7

	Parcela del catastro
	Inversor y protecciones
	Electrolinera
	Cableado DC
	Cableado AC



	Electrolinera
	Punto de recarga



	Contador energético
	Red general
	Contador bidireccional
	C.G.B.T
	Interruptor diferencial
	Interruptor automatico
	Conductores
	Inversor fotovoltaico
	Fusible
	Serie de paneles
	Punto de recarga
	Toma de tierra

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

PLIEGO DE CONDICIONES

Índice de pliego de condiciones

Pliego de Condiciones Facultativas	107
Pliego de Condiciones Económicas	113
Pliego de Condiciones Técnicas	117

Pliego de Condiciones Facultativas

ARTÍCULO 1º. Conocimientos por parte del contratista del contrato y de sus normas reguladoras.

El desconocimiento del contrato en cualquiera de sus términos, de los documentos anexos que forman parte del mismo, o de las instrucciones, pliegos o normas de toda índole promulgados por la parte contratante, que puedan tener aplicación a la ejecución de lo pactado, no eximirá al Contratista de la obligación de su cumplimiento.

ARTÍCULO 2º. DIRECCIÓN DE LA OBRA.

El director de la Obra es la persona con titulación adecuada y suficiente, directamente responsable de la comprobación y vigilancia de la correcta realización de la obra contratada.

El director designado, será comunicado al Contratista por la parte contratante antes de la fecha de la comprobación de replanteo, y dicho director de igual forma respecto de su personal colaborador. Las variaciones de uno u otro que se acontezcan durante la ejecución de la obra serán puestas en conocimiento del Contratista por escrito.

ARTÍCULO 3º. CONTRATISTA Y SU PERSONAL DE OBRA.

Se entiende por “Contratista”, a la parte contratada para ejecutar la obra.

Se entiende por “Delegado de obra del Contratista”, la persona designada expresamente por el Contratista y aceptada por el contratante, con capacidad para:

- Ostentar la representación del contratista cuando sea necesaria su actuación o presencia, según el Reglamento General de Contratación y los pliegos de cláusulas, así como en otros actos derivados del cumplimiento de las obligaciones contractuales, siempre en orden a la ejecución y buena marcha de las obras.
- Organizar la ejecución de la obra, e interpretar y poner en práctica las órdenes recibidas en la Dirección.
- Proponer a esta colaborar con ella en la resolución de los problemas que se planteen durante la ejecución.

ARTÍCULO 4º. ÓRDENES AL CONTRATISTA

El “Libro de Órdenes” será diligenciado previamente por la parte contratista, se abrirá en la fecha de comprobación del replanteo, y se cerrará en la recepción definitiva.

Durante dicho periodo de tiempo, estará a disposición de la dirección, que cuando proceda, anotará en él las órdenes.

ARTÍCULO 5º. OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA RESPECTO DEL LIBRO DE INCIDENCIAS.

El contratista está obligado a dar a la Dirección de obra las facilidades necesarias para la recogida de los datos de toda clase que sean necesarios, para que el contratante

pueda llevar correctamente un “Libro de Incidencias de la Obra”, cuando así lo decidiese aquella.

ARTÍCULO 6º. FACULTADES DEL CONTRATANTE RESPECTO DEL PERSONAL DEL CONTRATISTA.

Cuando el contratista o las personas dependiente de él incurran en actos y omisiones que comprometan o perturben la buena marcha de las obras, así como el cumplimiento de los programas de trabajo, el contratante podrá exigirle la adopción de medidas concretas y eficaces para conseguir o restablecer el buen orden en la ejecución de lo pactado, sin perjuicio de lo dispuesto en el Reglamento General de Contratación sobre el cumplimiento de los plazos, y las causas de resolución del contrato.

ARTÍCULO 7º. OBLIGACIONES SOCIALES Y LABORALES DEL CONTRATISTA.

El Contratista está obligado al cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia laboral, de seguridad social y de seguridad e higiene en el trabajo.

El incumplimiento de estas obligaciones por parte del Contratista, o la infracción de las disposiciones sobre seguridad por parte del personal técnico designado por él, no implicará responsabilidad alguna para el contratante.

ARTÍCULO 8º. INDEMNIZACIONES POR CUENTA DEL CONTRATISTA.

Será obligación del Contratista indemnizar los daños que se causen al contratante por iguales causas, y con idénticas excepciones que las que con referencia a terceros señala el Reglamento General de Contratación.

ARTÍCULO 9º. GASTOS Y TASAS POR CUENTA DEL CONTRATISTA.

El Contratista estará obligado a satisfacer los gastos de anuncio de licitación y de formalización del contrato, las tasas por presentación de los trabajos de los facultativos de replanteo, dirección, inspección y liquidación de las obras y cualesquiera otras que resulta de la aplicación según las disposiciones vigentes, en la forma y cuantía que éstas señalen.

ARTÍCULO 10º. DERECHOS DEL CONTRATISTA EN CASOS DE FUERZA MAYOR.

El Contratista tendrá derecho a ser indemnizado por el contratante en los casos y formas que determina y establece el Reglamento General de Contratación, si bien en el expediente deberá acreditar que, previamente al suceso, había las medidas y precauciones razonables para prevenir y evitar en lo posible, que las unidades de obra ejecutadas y los materiales acopiados en la obra pudieran sufrir los daños por eventos de la naturaleza.

En la valoración de los daños causados, se tendrá en cuenta la adopción de las medidas y precauciones razonables por parte del Contratista, a fin de segregarse de aquélla los daños que se hubiesen podido evitar, de haberse tomado las medidas oportunas previas, o inmediatamente después de acaecer el hecho causa de los daños.

ARTÍCULO 11º. PROPIEDAD INDUSTRIAL Y COMERCIAL.

El Contratista para utilizar materiales, suministros, procedimientos y equipos para la ejecución de la obra, deberá obtener las cesiones, permisos y autorizaciones necesarios de los titulares de las patentes, modelos y marcas de fábrica correspondientes, corriendo de su cuenta el pago de los derechos e indemnizaciones por tales conceptos.

ARTÍCULO 12º. INSPECCIÓN DE LA OBRA .

Incumbe al contratante ejercer, de una manera continuada y directa, la inspección de la obra durante su ejecución, a través de la Dirección.

El Contratista o su delegado deberá acompañar en sus visitas inspectoras al Director.

ARTÍCULO 13º. CONSERVACIÓN DE LA OBRA.

El Contratista está obligado, no solo a la ejecución de la obra, sino también a la conservación hasta su recepción definitiva. La responsabilidad del contratista, por faltas que en la obra puedan advertirse, se extiende al supuesto de que tales faltas se deban exclusivamente a una indebida o defectuosa conservación de las unidades de obra, aunque éstas hayan sido examinadas y encontradas conformes por la Dirección, inmediatamente después de su construcción o en cualquier otro momento dentro del periodo de vigencia del contrato.

ARTÍCULO 14º. ACTA DE COMPROBACIÓN DE REPLANTEO Y PROGRAMA DE TRABAJO.

El acta de comprobación del replanteo reflejará la conformidad o disconformidad del mismo respecto de los documentos contractuales del Proyecto, con especial y expresa referencia a las características geométricas de la obra, a la autorización para la ocupación de los terrenos necesarios y a cualquier otro punto que pueda afectar al cumplimiento del contrato.

Un ejemplar del acta se remitirá a la parte contratante, otro se entregará al Contratista y un tercero a la Dirección.

ARTÍCULO 15º. GASTOS DE COMPROBACIÓN DEL REPLANTEO.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 9º, y a sus efectos, serán de cuenta del Contratista los gastos de los materiales, los de su propio personal y los de los representantes de la parte contratante que sean necesarios para realizar la comprobación del replanteo, debiendo hacer efectivos los últimos en la forma, plazos y cuantía que regulen las disposiciones vigentes y que se señalen en el pliego de cláusulas particulares de la obra de que se trate.

ARTÍCULO 16º. MODIFICACIONES ACORDADAS COMO CONSECUENCIA DE LA COMPROBACIÓN DE REPLANTEO.

Si como consecuencia de la comprobación del replanteo, se deduce la necesidad de introducir modificaciones en el Proyecto, el Director redactará en el plazo de quince días y sin perjuicio de la remisión inmediata del acta, una estimación razonable del importe de aquellas modificaciones.

Si el contratante decide la modificación del Proyecto, se procederá a redactar las modificaciones para su viabilidad.

ARTÍCULO 17º. APORTACIONES DE EQUIPO Y MAQUINARIA.

El Contratista queda obligado a aportar a las obras el equipo de maquinaria y medios auxiliares que sea preciso para la buena ejecución de aquéllas en los plazos parciales y total convenidos en el contrato.

El equipo quedará adscrito a la obra en tanto se hallen en ejecución las unidades en que ha de utilizarse, en la inteligencia de que no podrá retirarse sin consentimiento expreso del Director y debiendo ser reemplazados los elementos averiados o inutilizados siempre que su reparación exija plazos que aquél estime han de alterar el programa de trabajo.

ARTÍCULO 18º. INSUFICIENCIA DE EQUIPO.

El Contratista no podrá ejecutar reclamación alguna fundada en la insuficiencia de la dotación o del equipo que hubiera podido prever para la ejecución de la obra, aun cuando éste estuviese detallado en alguno de los documentos del Proyecto.

ARTÍCULO 19º. PROCEDENCIA DE LOS MATERIALES NATURALES.

El Contratista tiene libertad para obtener los materiales naturales que las obras precisen de los puntos que tenga por conveniente, siempre que los mismos reúnan las condiciones en el pliego de prescripciones técnicas del contrato.

ARTÍCULO 20º. PRODUCTOS INDUSTRIALES DE EMPLEO EN LA OBRA.

Los productos industriales de empleo en la obra se determinarán por sus cualidades y características.

Si en los documentos contractuales figurase alguna marca de producto industrial para designar a éste, se entenderá que tal mención se constriñe a las calidades y características de dicho producto, pudiendo el Contratista utilizar productos de otra marca o modelo que tengan las mismas.

ARTÍCULO 21º. ENSAYOS Y ANÁLISIS DE LOS MATERIALES Y DE OBRA.

La Dirección puede ordenar que se verifiquen los ensayos y análisis de materiales y unidades de obra que en cada caso resulten pertinentes. Los gastos que se originen serán de cuenta del Contratista hasta un importe máximo del 1% el presupuesto de la obra.

La misma Dirección fijará el número, forma y dimensiones y demás características que deben reunir las muestras y probetas para ensayo y análisis, caso de que no exista

disposición general al efecto, ni establezca tales datos el pliego de prescripciones técnicas particulares.

ARTÍCULO 22º. INSTRUCCIONES Y NORMAS DE OBLIGADO CUMPLIMIENTO EN LA MATERIA.

Los materiales utilizados en la obra deben ajustarse a las instrucciones y normas promulgadas por el contratante que hablen sobre condiciones generales y homologación de materias, sin perjuicio de las específicas que el correspondiente pliego puede establecer.

ARTÍCULO 23º. ALMACENES.

El Contratista debe instalar en la obra y por su cuenta los almacenes precisos para asegurar la conservación de los materiales, evitando su destrucción o deterioro, y siguiendo, en su caso, las instrucciones que a tal efecto reciba de la Dirección.

ARTÍCULO 24º. DIRECCIÓN Y RECUSACIÓN DE MATERIALES.

El Contratista sólo puede emplear los materiales en la obra previo examen y aceptación por la Dirección en los términos y forma que ésta señale para el correcto cumplimiento de las condiciones convenidas.

Si la Dirección no aceptase los materiales sometidos a su examen deberá comunicarlo por escrito al Contratista, señalando las causas que motiven tal decisión.

Si las circunstancias o el estado de los trabajos no permitieran esperar la resolución por el contratante de la reclamación deducida, la Dirección podrá imponer al Contratista el empleo de los materiales que juzgue oportunos.

ARTÍCULO 25º. RETIRADA DE MATERIALES NO EMPLEADOS EN LA OBRA.

A medida que se realicen los trabajos, el Contratista debe proceder, por su cuenta, a la retirada de los materiales acopiados que ya no tengan empleo en la misma.

ARTÍCULO 26º. Obras defectuosas o mal ejecutadas

Hasta que tenga lugar la recepción definitiva, el Contratista responderá de la ejecución de la obra contratada y de las faltas que en ella hubiera durante su construcción.

El Contratista quedará exento de responsabilidad, cuando la obra defectuosa o mal ejecutada ser consecuencia inmediata y directa de una orden de la Dirección de Obra o de vicios del proyecto.

ARTÍCULO 27º. DEMOLICIÓN Y RECONSTRUCCIÓN DE LAS OBRAS DEFECTUOSAS O MAL EJECUTADAS Y SUS GASTOS.

Si se advierten vicios o defectos en la construcción, o se tienen razones fundadas para creer que existen vicios ocultos en la obra ejecutada, la Dirección ordenará, durante el curso de la ejecución y siempre antes de la recepción definitiva, la demolición de las unidades de obra. Los gastos de esas operaciones serán de cuenta del Contratista.

Si la Dirección estima que las unidades de obra son defectuosas y que no cumplen estrictamente las condiciones del contrato, sin embargo, admisibles, puede proponer a la parte contratante la aceptación de las mismas, con la consiguiente rebaja de los precios.

ARTÍCULO 28º. PARTIDAS ALZADAS.

Las partidas alzadas se abonarán conforme se indique en el pliego de prescripciones técnicas particulares.

Las partidas alzadas a justificar se abonarán a los precios de la contrata, con arreglo a las condiciones de la misma y al resultado de las mediciones correspondientes.

Las partidas alzadas de abono íntegro se abonarán al Contratista en su totalidad, una vez terminados los trabajos u obras a que se refieran, de acuerdo con las condiciones del contrato.

ARTÍCULO 29º. EJECUCIÓN DE LAS MODIFICACIONES DEL PROYECTO.

Cuando sea necesario introducir modificaciones en el Proyecto de las obras que rija el contrato, el Director redactará la oportuna propuesta integrada por los documentos que la justifiquen.

Una vez producida dicha aprobación, la parte contratante entregará al Contratista copia de los documentos del Proyecto que hayan sido objeto de nueva redacción. Estas copias serán autorizadas con la firma del Director de Obra.

ARTÍCULO 30º. VARIACIONES EN LOS PLAZOS DE EJECUCIÓN POR MODIFICACIONES DEL PROYECTO.

Acordada la redacción de modificaciones del Proyecto que impliquen la imposibilidad de continuar ejecutando determinadas partes de la obra contratada, deberá acordarse igualmente la suspensión temporal, parcial o total de la obra.

ARTÍCULO 31º. MEDICIÓN GENERAL.

El Director de la Obra citará con acuse de recibo, al Contratista o a su delegado, fijando la fecha en que, en función del plazo establecido para la liquidación provisional de la obra ejecutada, ha de procederse a su medición general.

El Contratista tiene la obligación de asistir a la toma de datos y realización de la medición general que efectuará la Dirección. Si por causas que le sea imputables no cumple tal obligación, no podrá ejercitar reclamación alguna en orden al resultado de aquella medición.

ARTÍCULO 32º. LIQUIDACIÓN PROVISIONAL.

El Director formulará la liquidación provisional aplicando al resultado de la medición general los precios y condiciones económicas del contrato.

Pliego de Condiciones Económicas

ARTÍCULO 1º. MEDICIONES.

La Dirección realizará semanalmente y en la forma que establezca el Pliego de Prescripciones Técnicas, la medición de las unidades de obra ejecutadas durante el período de tiempo anterior.

Para las obras o partes de obra cuyas dimensiones y características hayan de quedar posterior y definitivamente ocultas, el Contratista está obligado a avisar a la Dirección con suficiente antelación, a fin de que ésta pueda realizar las correspondientes mediciones y toma de datos, levantando los planos que las definan, cuya conformidad suscribirá el Contratista o su delegado.

ARTÍCULO 2º. RELACIONES VALORADAS.

La Dirección, tomando como base las mediciones de las unidades de obra ejecutada a que se refiere el artículo anterior y los precios contratados, redactará semanalmente la correspondiente relación valorada al origen.

La obra ejecutada se valorará a los precios de ejecución material, que figuren en letra en el cuadro de precios unitarios del Proyecto para cada unidad de obra y a los precios de las nuevas unidades de obra no previstas en el contrato que hayan sido debidamente autorizados, y teniendo en cuenta lo previsto en el presente pliego para abono de obras defectuosas, materiales acopiados, partidas alzadas y abonos a cuenta del equipo puesto en obra.

ARTÍCULO 3º. CERTIFICACIONES.

Las certificaciones se expedirán tomando como base la relación valorada, y se tramitarán por el Director en los siguientes diez días del período a que correspondan.

ARTÍCULO 4º. AUDIENCIA DEL CONTRATISTA.

En la misma fecha en que el Director trámite la certificación, remitirá al Contratista una copia de la misma y de la relación valorada correspondiente a los efectos de su conformidad o reparos, que el Contratista podrá formular en el plazo de quince días, contados a partir del de recepción de los citados documentos.

En su defecto, y pasado este plazo, ambos documentos se considerarán aceptados por el Contratista como si hubiera suscrito en ellos su conformidad.

ARTÍCULO 5º. REQUISITOS PARA EL ABONO.

El Contratista tiene derecho al abono, con arreglo a los precios convenidos, de la obra que realmente ejecute con sujeción al Proyecto que sirvió de base a la licitación, a sus modificaciones aprobadas, y a las órdenes dadas por escrito por la parte contratante.

ARTÍCULO 6º. MEJORAS PROPUESTAS POR EL CONTRATISTA.

El Contratista podrá proponer a la Dirección, siempre por escrito, la sustitución de una unidad de obra por otra que reúna mejores condiciones, el empleo de materiales de más esmerada preparación o calidad que los contratados, la ejecución con mayores dimensiones de cualesquiera partes de la obra, o en general, cualquier otra mejora de análoga naturaleza que juzgue beneficiosa para ella.

Si el Director estimase conveniente, aun cuando no necesaria, la mejora propuesta, podrá autorizarla por escrito, pero el Contratista no tendrá derecho a indemnización de ninguna clase, sino sólo al abono de lo que le correspondería se hubiese construido la obra con estricta sujeción a lo contratado.

Por el contrario, cuando el Director de la obra considere de necesidad adoptar la mejora propuesta por el Contratista, se procederá en la forma establecida en el artículo 29º del Pliego de condiciones facultativas.

ARTÍCULO 7º. PRECIOS.

Todos los trabajos, medios auxiliares y materiales que sean necesarios para la correcta ejecución y acabado de cualquier unidad de obra, se considerarán incluidos en el precio de la misma, aunque no figuren todos ellos especificados en la descomposición o descripción de los precios.

ARTÍCULO 8º. ABONOS A CUENTA POR MATERIALES ACOPIADOS.

Cuando no haya peligro de que los materiales recibidos como útiles y almacenados en la obra, o en los almacenes autorizados para su acopio, sufran deterioro o desaparezcan, se podrá abonar al Contratista hasta el 75% de su valor, incluyendo tal partida en la relación valorada mensual, y teniendo en cuenta este adelanto para deducirlo más tarde del importe total de las unidades de obra en que queden incluidos tales materiales.

ARTÍCULO 9º. PRECIOS DE LAS UNIDADES DE OBRA NO PREVISTOS EN EL CONTRATO.

Cuando sea necesario emplear materiales o ejecutar unidades de obra que no figuren en el presupuesto del Proyecto, la propuesta del Director sobre los nuevos precios a fijar se basará en cuanto resulte de aplicación, en los costes elementales fijados en la descomposición de los precios unitarios integrados en el contrato y en cualquier caso en los costes que correspondiesen a la fecha en que tuvo lugar la licitación del mismo.

Los nuevos precios, una vez aprobados por la parte contratante, se considerarán incorporados a todo los efectos a los cuadros de precios del proyecto que sirvió de base para el contrato.

ARTÍCULO 10º. MODIFICACIONES NO AUTORIZADAS.

Ni el contratista ni el Director podrán introducir o ejecutar modificaciones en la obra objeto del contrato, sin la debida aprobación de aquellas modificaciones y del presupuesto correspondiente.

Exceptuándose aquellas modificaciones, que durante la correcta ejecución de las obras se produzcan por variación en el número de unidades realmente ejecutadas, sobre las previstas en las dimensiones del Proyecto, las cuales podrán ser recogidas en la liquidación provisional, siempre que no representen un incremento del gasto, superior al 10% del contrato.

En caso de emergencia, el Director podrá ordenar la realización de aquellas unidades de obra que sean imprescindibles o indispensables para garantizar, salvaguardar la permanencia de las partes de obra ya ejecutadas anteriormente, o para evitar daños inmediatos a terceros.

ARTÍCULO 11º. INCUMPLIMIENTO DEL PLAZO PARA REALIZAR LA RECEPCIÓN PROVISIONAL.

Si la recepción provisional de la obra se efectuase pasado el plazo de un mes contado a partir de la fecha de terminación de aquella, y la demora fuera imputable a la parte contratante, el Contratista tendrá derecho a ser indemnizado de los perjuicios que la demora le irroge, si así lo solicita por escrito.

ARTÍCULO 12º. CONSERVACIÓN DE LA OBRA DURANTE EL PLAZO DE GARANTÍA.

El Contratista procederá a la conservación de la obra durante el período de garantía, que será de seis meses y según las instrucciones que reciba de la Dirección, siempre de forma que tales trabajos no obstaculicen el uso público o el servicio correspondiente de la obra.

El Contratista responderá de los daños o deterioros que puedan producirse en la obra durante el período de garantía, a no ser que pruebe que los mismos han sido ocasionados por el mal uso que de aquella hubiesen hecho los usuarios o la entidad encargada de la explotación.

ARTÍCULO 13º. ACTA DE RECEPCIÓN DEFINITIVA.

La asistencia del Contratista a la recepción definitiva se regirá por idénticos principios, reglas y trámites que los expresados para la recepción provisional.

Del resultado del acto se extenderá acta en tantos ejemplares cuantos sean los comparecientes al mismo. Si del examen de la obra resulta que no se encuentra en las condiciones debidas para ser recibida con carácter definitivo, se hará constar así en el acta y se incluirán en ésta las oportunas instrucciones al Contratista para la debida reparación de lo construido, señalándose un nuevo y último plazo para el debido cumplimiento de sus obligaciones, transcurrido el cual se volverá a examinar la obra con los mismos trámites y requisitos señalados, a fin de proceder a su recepción definitiva.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

ARTÍCULO 14º. INCUMPLIMIENTO DEL PLAZO.

Si la recepción definitiva de la obra se efectuase pasado más de un mes después de la fecha de terminación del plazo de garantía, y la demora fuera imputable a la parte contratante, ésta deberá abonar al Contratista los gastos de conservación de la obra durante el tiempo que exceda del plazo citado si aquél solicita por escrito el cumplimiento de esta operación.

ARTÍCULO 15º. LIQUIDACIÓN DEFINITIVA.

El Director redactará la liquidación definitiva en el plazo de tres meses, contados a partir de la fecha de la recepción definitiva, dando vista de la misma al Contratista.

Los reparos que éste estime oportuno formular a la liquidación definitiva deberán dirigirse por escrito a la parte contratante por conducto del Director, quien los elevará a aquélla con su informe. Si pasado el plazo de treinta días, el Contratista no ha contestado por escrito, con su aceptación o reparos, se entenderá conforme con el resultado y detalles de la liquidación.

ARTÍCULO 16º. CERTIFICACIÓN DE LA LIQUIDACIÓN.

Una vez aprobada la liquidación definitiva, el Director expedirá certificación de la misma si el saldo es favorable al Contratista, por lo que puede servir de base al pago de los términos establecidos en el Contrato.

Pliego de Condiciones Técnicas

En el presente Pliego de Condiciones Técnicas se establecerán los requisitos y normas que se deben seguir durante la ejecución de las obras o de la instalación de los equipos fotovoltaicos y puntos de recarga de vehículos eléctricos en la estación de servicio ubicada en la A-3 a la altura de Tébar

ARTÍCULO 1º. CONDUCTORES

Los conductores para el transporte de la energía eléctrica serán construidos en cobre con aislamiento en polietileno reticulado (XLPE) con tensión nominal 0,6/1kV. Estos conductores, además, llevarán un recubrimiento de policloruro de vinilo (PVC) para que tengan protección a lo largo de toda la instalación, bien sean enterrados o discurren de forma aérea. Por lo que según la norma UNE 21123-2, el cable seleccionado entra dentro del tipo RV-K (cables sin armadura ni pantalla, con conductor de cobre flexible).

Estos requisitos se aplicarán a toda la instalación, exceptuando los conductores que vengan ya en los equipos desde la fábrica.

Las secciones de los conductores vienen dadas por lo especificado en el proyecto, nunca pudiendo ser menores.

Las secciones han de haber sido calculadas con los criterios recogidos en la normativa aplicable, como es el REBT e ITC.

Los colores de las cubiertas de los cables siempre serán los normalizados, a no ser que se especifique lo contrario, ya sean unipolares o multipolares.

ARTÍCULO 2º. CANALIZACIONES

Serán tubos que cumplirán con las dimensiones calculadas en el proyecto. Estos tendrán las siguientes características para cumplir con el punto 1.2.4 del ITC-BT-21:

- Resistencia a la compresión 450 N
- Resistencia al impacto Normal
- Resistencia a la penetración de objetos sólidos espesor ≥ 1 mm
- Protegido contra el agua en forma de lluvia
- Protección interior y exterior media
- Resistente a la propagación de llama

Los tubos enterrados descansarán sobre una capa de arena de río con un espesor igual o mayor a 5 cm.

La superficie exterior de los tubos quedará a una distancia mínima de 50 cm por debajo del nivel del suelo una vez este esté terminado.

Los tubos empotrados deberán estar recubiertos por al menos 1cm de espesor del revestimiento de paredes o techos.

El acoplamiento entre los tubos se realizará con juntas para evitar que queden cantos vivos y que pueda entrar agua, tierra o lodos. Otro método de unión serán arquetas para hacer la transición entre diferentes secciones de tubos. Estas también se utilizarán para hacer giros muy pronunciados.

Los tubos se colocarán completamente limpios en su interior y se mantendrán así durante todo el montaje.

ARTÍCULO 3º. PUNTOS DE RECARGA

Para realizar el dimensionado de los conductores que alimentan los puntos de recarga, se utilizará la normativa pertinente, en este caso REBT

La alimentación de los equipos se realizará de acuerdo con las especificaciones técnicas de estos.

Al tratarse de puntos de recarga en espacio público, la altura a la que se encontrarán las tomas de corriente será entre 0,6 y 1,2 m sobre el nivel del suelo. Esto se debe a que de esta forma podrán hacer uso de los servicios las personas con movilidad reducida.

Los puntos de recarga contarán con las características mencionadas en el Proyecto y estarán debidamente conectados a la toma de tierra.

ARTÍCULO 4º. PROTECCIONES

La instalación contará con protecciones debidamente dimensionadas según la normativa aplicable, en este caso REBT.

Todas las protecciones como fusibles, interruptores automáticos, diferenciales, etc, calculados en el proyecto, se dispondrán según se indica en el esquema unifilar de la instalación.

Todas las protecciones cumplirán con las características mencionadas en el proyecto.

Todas las protecciones se recogerán en un cuadro de protección debidamente aislado y señalizado.

ARTÍCULO 5º. MODULOS FOTOVOLTAICOS

Estos equipos deberán ser los seleccionados en el proyecto o deben tener las características descritas en este, ya que, si no, no se podrán distribuir de esta forma las conexiones entre paneles.

Los módulos deber llegar en perfectas condiciones y debe comprobarse que los valores generados tanto de tensión como corriente están en los rangos establecidos por el fabricante.

Todos los elementos metálicos susceptibles de producir derivaciones eléctricas deben ser conectados de forma correcta a la toma de tierra.

ARTÍCULO 6º. INVERSOR

El inversor debe ser el seleccionado en el proyecto o debe tener las mismas especificaciones técnicas, ya que, si no, no se podrá realizar las conexiones de la instalación fotovoltaica de la forma en la que se ha diseñado.

Se deberá comprobar que el inversor llega en perfectas condiciones y que es capaz de convertir la energía de forma adecuada.

Todos los elementos metálicos susceptibles de producir derivaciones eléctricas deben ser conectados de forma correcta a la toma de tierra.

ARTÍCULO 7º. TOMA DE TIERRA

En esta unidad de obra queda incluido lo siguiente:

- Todos los sistemas de puesta a tierra, en el que se incluyen electrodos, arquetas, conductores, etc. Además, cualquier maquinaria o elemento necesario para realizar una ejecución correcta de las tomas de tierra
- Todos los elementos susceptibles de estar cargados serán conectados a las instalaciones de toma de tierra
- La toma de tierra se dimensionará de acuerdo con el REBT.

ARTÍCULO 8º. MATERIALES NO FERRICOS

Se atenderán a la normalización del Instituto Nacional de Racionalización y Normalización y reunirán las características que para cada material se determinarán.

ARTÍCULO 9º. PINTURA Y OTROS REVESTIMIENTOS.

Las piezas susceptibles de oxidación se protegerán adecuadamente contra corrosión, utilizándose como protección antioxidante el revestimiento con minio. Este material deberá ser el tipo electrolítico de plomo. No se admitirá minio de hierro.

Al emplearse sobre superficies metálicas pulidas, deberá usarse previamente una impregnación pasivante. Esta impregnación será obligatoria sobre galvanizados y chapas de acero pulido.

No se admitirán los galvanizados con zinc frío. Deberán ser efectuados por inmersión en baño caliente. El espesor mínimo de chapa protectora será, al menos, de 30 micras.

La protección de cualquier clase deberá mantener su inalterabilidad garantizada, al menos durante 10 años, excepto para pinturas a la intemperie, en cuyo caso la inalterabilidad garantizada será de 3 años, al menos.

Los revestimientos con resinas epoxi en piezas ocultas mantendrán su inalterabilidad durante, al menos 10 años, en el caso del revestimiento epoxi al aire libre la inalterabilidad se garantizará durante 5 años.

ARTÍCULO 10º. ARENAS Y GRAVAS.

Las arenas que se utilizarán serán naturales, silíceas, del tipo denominado arena de playa, con ausencia de elementos gruesos. En hormigones, la arena a emplear cumplirá todo lo prescrito en el artículo 28 de la EHE 08.

La grava será limpia de tierra y restos orgánicos. No admitiéndose en ningún caso grava cuya máxima dimensión sea superior a la mitad del espesor de la fábrica. La cantidad de sustancias perjudiciales máxima para ser admitida viene determinada en el artículo 28 de la EHE 08.

ARTÍCULO 11º. EXCAVACION PARA ZANJAS.

Las excavaciones se abrirán con máquinas adecuadas para este fin. Solamente se abrirán zanjas a mano en casos especiales y cuando determinadas circunstancias aconsejen esta precaución.

En el caso de las zanjas, las tierras procedentes de la excavación se amontonarán en cordones paralelamente al trazado de la zanja, situándolas siempre al mismo lado, para facilitar el macizado de las mismas con equipos mecánicos.

Si las zanjas se situasen a media ladera, la tierra se colocará en el lado más alto para proteger la excavación de las aguas de escorrentía superficial.

ARTÍCULO 12º. HORMIGONES.

Los hormigones serán siempre elaborados mecánicamente. Si son suministrados por Central, se utilizarán dentro de los límites de tiempo que especifique la planta suministradora, constando en el albarán las horas de salida de la Central y la llegada a obra. Para la recepción y ensayos de control se ajustará a lo que especifique la norma para la fabricación y suministro de hormigón preparado.

Si por condiciones particulares de la obra, parte del hormigón debiera elaborarse en obra, la Dirección facultativa proporcionará al Contratista las dosificaciones adecuadas para cada tipo de hormigón. En este caso se amasará el hormigón de modo que se consiga la mezcla íntima y homogénea de sus componentes, quedando el árido bien recubierto de pasta de cemento. Esta operación se realizará en hormigonera, con el período de batido conveniente según la clase de componente y tipo de hormigonera, nunca inferior a un minuto.

Solamente en casos de muy poca importancia el amasado se podrá realizar a mano, si expresamente se autoriza.

ARTÍCULO 13º. CEMENTO

Se empleará cemento P-350 en toda y en cada una de las unidades de que lo requiera esta obra y este se ajustará a todo lo prescrito en las normas UNE-EN 197-1:2011 y UNE 80307:2001

En lo que se refiere a composición química, propiedades físicas y comportamiento mecánico-resistente, determinados según los correspondientes índices de análisis y ensayos, pueden ser solicitados por la Dirección técnica en cualquier momento.

El cemento se llevará a la obra envasado de origen con identificación rotulación según obliga el Decreto anterior. Se almacenará en local ventilado defendido de la intemperie y de la humedad del suelo y paredes, rechazándose aquellos que presenten hielo visible o se encuentren saturados de humedad. El orden de utilización será igual al de recepción, y si el tiempo de almacenamiento es superior a un mes, antes de su empleo se comprobará que sus características continúen siendo adecuadas, realizando los ensayos pertinentes.

ARTÍCULO 14º. CAL.

Se utilizarán cales secas que cumplan con la norma UNE 80502:2014. La cal viva se deberá conservar aislada de la humedad hasta prepararla para su adición al mortero, y una vez apagada, se protegerá de la evaporación si lleva tiempo carbonatada la capa superior. Se pondrá especial cuidado en el perfecto apagado de la cal.

En obra se conservará la cal a cubierto, convenientemente aislada del suelo y de las corrientes de aire, no usándose aquella que presente hielo visible o se encuentre saturada de humedad.

El orden de utilización será el mismo que el de recepción.

ARTÍCULO 15º. AGUA.

En general podrán ser utilizados, tanto para el amasado como para el saturado de hormigones, toda agua que sea potable, o esté mencionada como aceptable por la práctica.

Cuando no se posean antecedentes, o en caso de duda, el agua deberá pasar con éxito los ensayos especificados en las Normas UNE 7130:2014, UNE 83959:2014, UNE 83958:2014, UNE 83952:2014, UNE 83960:2014 y UNE 83951:2008. Y cumplirá las condiciones recogidas en el artículo 27 de la EHE 08.

ARTÍCULO 16º. ACERO PARA ARMAR.

Las armaduras a emplear serán de acero corrugado B400S, llevará grabada marca de fábrica y poseerá sello de calidad en vigor.

El doblado de las barras se realizará con radios interiores, superiores a 3,5 diámetros. No se admitirán enderezamientos de barras ya dobladas.

Se respetará siempre la EHE 08 en lo referente a colocación, anclajes y empalmes.

ARTÍCULO 17º. COLOCACIÓN Y COMPACTACIÓN DEL HORMIGÓN.

El vertido del hormigón se realizará adoptando las debidas medidas para evitar la disgregación de la mezcla.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

La altura de vertido libre del hormigón no será superior de 1,50 metros. Si es necesario verterlo desde mayor altura se adoptarán dispositivos apropiados; entubado, tolvas, etc.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

Índice estudio seguridad y salud

1.	Objeto de este estudio	125
2.	Aplicación de la seguridad	125
3.	Instalaciones de maquinaria	126
4.	Uso preventivo de medios auxiliares	127
5.	Condiciones de los medios de protección	127
6.	Equipos de protección personal	127
7.	Equipos de protección colectiva	127
8.	Orden, limpieza y mantenimiento	128
9.	Elementos de primeros auxilios, botiquín	128
10.	Obligaciones del promotor	128
11.	Obligaciones de contratista y subcontratistas	128
12.	Obligaciones de los trabajadores autónomos	129
13.	Libro de incidencias	129
14.	Paralización de los trabajos	129

1. Objeto de este estudio

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud establece, en el transcurso de la ejecución de la obra de este proyecto, como actuar para prevenir accidentes y enfermedades profesionales, las instalaciones obligatorias de higiene y bienestar de los trabajadores, así como los riesgos existentes derivados de los trabajos de la instalación fotovoltaicas y la electrolinera.

Este servirá de guía básica a la subcontrata que lleve a cabo la realización de la obra, facilitando su desarrollo, supervisado por el Técnico que haya aprobado el Plan de Seguridad, de acuerdo con el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, en el cual se implanta la obligatoriedad de incluir en el proyecto, al menos, un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Se cumplen los requisitos para que este estudio sea básico, como son:

- Obra se realiza en menos de 30 días.
- El presupuesto es inferior a 450.000,00€
- Trabajan menos de 20 empleados de forma simultanea
- La suma de los días laborables de los empleados es inferior a 500.

2. Aplicación de la seguridad

El riesgo mayor existente en la obra es el de los contactos eléctricos, a los cuales están expuestos todo el personal de la obra y no solo electricistas. Otro de los riesgos menores que pueden existir en la obra es el de caídas al vacío, por lo que se deberá ejecutar con especial cuidado los trabajos en los que estas sean posibles.

No se deben dejar las líneas en carga durante la fase de montaje y prueba ya que esta podría ocasionar contactos directos o indirectos de forma involuntaria o por el desconocimiento.

En caso de lluvia, zonas mojadas o humedades, se deberán suspender los trabajos que estén relacionados con la corriente eléctrica hasta que se solucionen los problemas.

Asimismo, se pueden evitar la mayoría de los riesgos asociados utilizando una vestimenta adecuada y los equipos de protección individual adecuados en este tipo de trabajo; especialmente en los que se vea involucrada la electricidad.

Se tendrá especial cuidado con los elementos punzantes y pequeña maquinaria de los que se podrán proteger utilizando las protecciones personales y la maquinaria en perfectas condiciones

Se deberá tener especial cuidado con maquinaria de dimensiones reducidas y elementos punzantes. Para protegerse antes estos peligros, se recomienda utilizar los equipos de protección individual adecuados y una maquinaria que este en perfectas condiciones.

- Riesgos más frecuentes:
 - Caídas de operarios al mismo nivel.
 - Caídas de objetos sobre operarios.
 - Caídas de operarios al vacío.
 - Derivados de los medios auxiliares.
 - Derivados acceso al lugar de trabajo.
 - Afecciones a la piel.

- Caídas de operarios a distinto nivel.
 - Caídas de materiales transportados.
 - Atrapamiento y aplastamiento por vehículos.
 - Choque o golpes contra objetos.
 - Atropellos, colisiones, alcances y vuelcos de vehículos.
 - Contactos eléctricos directos.
 - Contactos eléctricos indirectos.
 - Trabajos en zonas húmedas o mojadas.
 - Dermatitis por contacto con el cemento y cal.
 - Quemaduras.
 - Cuerpos extraños en ojos.
 - Vibraciones.
 - Ambiente pulverulento.
 - Sobreesfuerzos.
 - Ruido, contaminación acústica.
 - Lesiones y/o cortes en manos y pies.
- Medidas preventivas
- Pasos o pasarelas.
 - Barandillas.
 - Andamios de seguridad.
 - Mantenimiento adecuado de la maquinaria.
 - Escaleras auxiliares adecuadas.
 - Iluminación natural o artificial adecuada
 - Tableros, redes o planchas en huecos.
 - Escaleras de acceso.
 - Evacuación de escombros.
 - Protección de las partes móviles de la maquinaria.
 - Limpieza en las zonas de trabajo y de tránsito.
- Protecciones
- Ropa de trabajo.
 - Botas aislantes.
 - Gafas de seguridad.
 - Guantes de lona y piel.
 - Casco de seguridad.
 - Mascarillas de filtro mecánico.
 - Banqueta de maniobra.
 - Guantes impermeables.

3. Instalaciones de maquinaria

Los mayores riesgos se derivan de la incorrecta utilización de la pequeña maquinaria, por eso este capítulo va enfocado a la contemplación de los peligros derivados a su utilización.

Los riesgos que se quieren evitar con este son: golpes, cortes, descargas eléctricas, etc. Como se ha comentado anteriormente, será fundamental la utilización de equipos de protección individual por los empleados y que las herramientas se encuentren en perfecto estado. Además, se debe hacer un correcto uso de estas, utilizando las protecciones necesarias.

Se debe asegurar que empalmes y conexiones se realicen correctamente, que los cables eléctricos discurran por zonas protegidas y que la maquinaria esté conectada a la red de tierra.

Además del peligro que conllevan las maquinas eléctricas, existen herramientas manuales que, haciendo mal uso de ellas, pueden producir daños. Estos tipos de herramientas y maquinaria no suelen causar accidentes mortales, pero si son causa de gran cantidad de bajas laborales. Por esta razón, es necesario tomar las medidas de protección necesarias.

- Los riesgos más frecuentes que pueden provocar las herramientas manuales son:
- Cortes, aplastamientos, pinchazos, etc
 - Proyecciones de partículas
 - Caída de herramientas
 - Descargas eléctricas
 - Generación de polvo
 - Ambiente ruidoso

- Medidas preventivas

- Revisar periódicamente el estado de las herramientas
- Los trabajos con herramientas siempre se realizarán en posición estable.
- Retirar aquellas que no estén en buen uso.
- Mantenimiento periódico de las herramientas.

4. Uso preventivo de medios auxiliares

Los medios auxiliares que se podrían encontrar en esta obra son escaleras de mano, bien de metal o de madera. Estas se utilizarán para acceder a lugares elevados, siempre sobrepasando en 90 cm como mínimo la altura que se desea superar. También se podrán realizar trabajos de corta duración en alturas reducidas. Los calzos de estas siempre serán antideslizantes. Si son de madera, deberán estar sin fisuras ni astillas, estando todos los elementos en perfecto estado. Quedan prohibidas escaleras fabricadas en obra con maderas restantes. Queda prohibido manipular pesos superiores a 25 Kg en escaleras de mano. Las escaleras de tijera dispondrán de tope antiapertura.

5. Condiciones de los medios de protección

Todo elemento de protección personal o colectiva tiene una vida útil, por lo tanto, cuando esta acabe, se deberán desechar y cambiar por otros elementos de protección en condiciones óptimas. En caso de que estos equipos se deterioren antes de lo esperado, se cambiarán de manera inmediata.

El uso de una de estas prendas o equipos de protección nunca representará un riesgo en sí mismo.

6. Equipos de protección personal

Según el Ministerio de Trabajo, todo elemento de protección personal se debe ajustar a las normas de homologación encontradas en Orden Ministerial de 17 de Abril de 1974 recogida en el BOE 29/05/74.

En caso de que los equipos no estén regidos por ningún tipo de homologación, estos serán de una calidad adecuada.

Entre los elementos de protección personal se pueden destacar los recogidos en el punto 3 de este Estudio Básico de Seguridad y Salud.

7. Equipos de protección colectiva

En caso de huecos existentes que provoquen riesgo de caída desde altura, se debe proteger con las protecciones horizontales pertinentes.

- Los huecos pequeños existentes en el suelo se deben tapar de manera fija.
- En los grandes huecos horizontales se utilizarán medidas preventivas para evitar a caída de los trabajadores.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

En caso de huecos existentes que provoquen riesgo de caída desde zonas de trabajo de paso, se debe proteger con las protecciones pertinentes, como son barandillas o redes de seguridad.

8. Orden, limpieza y mantenimiento

Gran porcentaje de los accidentes producidos en las obras se podrían evitar teniendo orden y limpieza, lo que se traduce en un trabajo más eficiente. Esto se conseguiría con los siguientes ejemplos:

- Mantener limpias y despejadas las zonas de acceso y paso de las obras.
- Mantener ordenadas y limpias las zonas de trabajo y sus inmediaciones.
- Colocar de forma ordenada y señalizada todos los elementos de acero o madera, bien sean recortes de piezas mayores o elementos de acopio.
- Eliminar cualquier vertido de aceite. En caso de no ser posible, señalar.

9. Elementos de primeros auxilios, botiquín

Existirá un botiquín con los elementos necesarios para realizar curas de emergencia en caso de ser necesarias tras un accidente.

10. Obligaciones del promotor

En caso de que en la ejecución de la obra exista más de una empresa y trabajadores autónomos o más de un trabajador autónomo, el promotor debe designar un coordinador de seguridad y salud, que no eximirá al promotor de sus obligaciones y responsabilidades.

Seguendo el Anexo III del Real Decreto 1627/1997, el Promotor debe redactar un aviso que entregará a la autoridad local competente antes de que las obras comiencen.

11. Obligaciones de contratista y subcontratistas

Contratista y Subcontratista tienen las siguientes obligaciones:

- Aplicar el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales donde se recogen los principios de acción preventiva.
- Cumplir lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud, y hacer que su personal también lo cumpla.
- Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1997, así como tener en cuenta las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Dar instrucciones e información adecuada a los autónomos sobre las medidas referentes a su seguridad y salud.
- El coordinador de seguridad y salud dará unas instrucciones que se deberán cumplir durante la ejecución del trabajo

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

- Serán responsables de realizar de forma correcta las medidas y obligaciones citadas a ellos o a sus autónomos. En caso de incumplir el plan, tendrán consecuencias.
- Las responsabilidades de estos no serán eximidas.

12. Obligaciones de los trabajadores autónomos

Los trabajadores Autónomos tienen las siguientes obligaciones:

- Aplicar el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales donde se recogen los principios de acción preventiva.
- Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1997, así como tener en cuenta las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Cumplir lo establecido para los trabajadores en el artículo 29, apartados 1 y 2, de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Elegir y utilizar equipos de protección individual que se ajusten a lo dispuesto en los Reales Decretos 1215/1997 y 773/1997
- El coordinador de seguridad y salud dará unas instrucciones que deberán cumplir durante la ejecución del trabajo
- Deberán cumplir lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

13. Libro de incidencias

Existirá, por cada centro de trabajo, un libro de incidencias con hojas por duplicado y este la facilitará el Colegio al que pertenezca el técnico que haya aprobado el plan. La existencia de este libro será con fines de control y para llevar un seguimiento del Plan de Seguridad y Salud, que deberá permanecer siempre en obra.

Tendrán libre acceso para poder realizar anotaciones:

- La Dirección Facultativa
- Los Contratistas y Subcontratistas.
- Los trabajadores Autónomos.
- Las personas con responsabilidad en materia de prevención de las empresas intervinientes.
- Los representantes de los trabajadores.
- Los técnicos especializados de las Administraciones Públicas competentes en esta materia.

Siempre notificando de estas al Contratista y a los representantes de los trabajos

14. Paralización de los trabajos

Cuando el Coordinador observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, advertirá al Contratista y dejará constancia de tal incumplimiento en el Libro de Incidencias. En caso de ser necesario parar las obras, dará cuenta de este hecho a la inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia de Cuenca.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

De igual manera, se notificará al Contratista, y a los Subcontratistas y/o Autónomos afectados de la paralización, de misma manera, se notificará a los representantes de los trabajadores.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

ANEXOS

Índice de anexos

ANEXO I	133
ANEXO II	138
ANEXOIII	140
ANEXO IV	143

ANEXO I

Figura 54. Perfiles de elevación del terreno de 0,34 ha

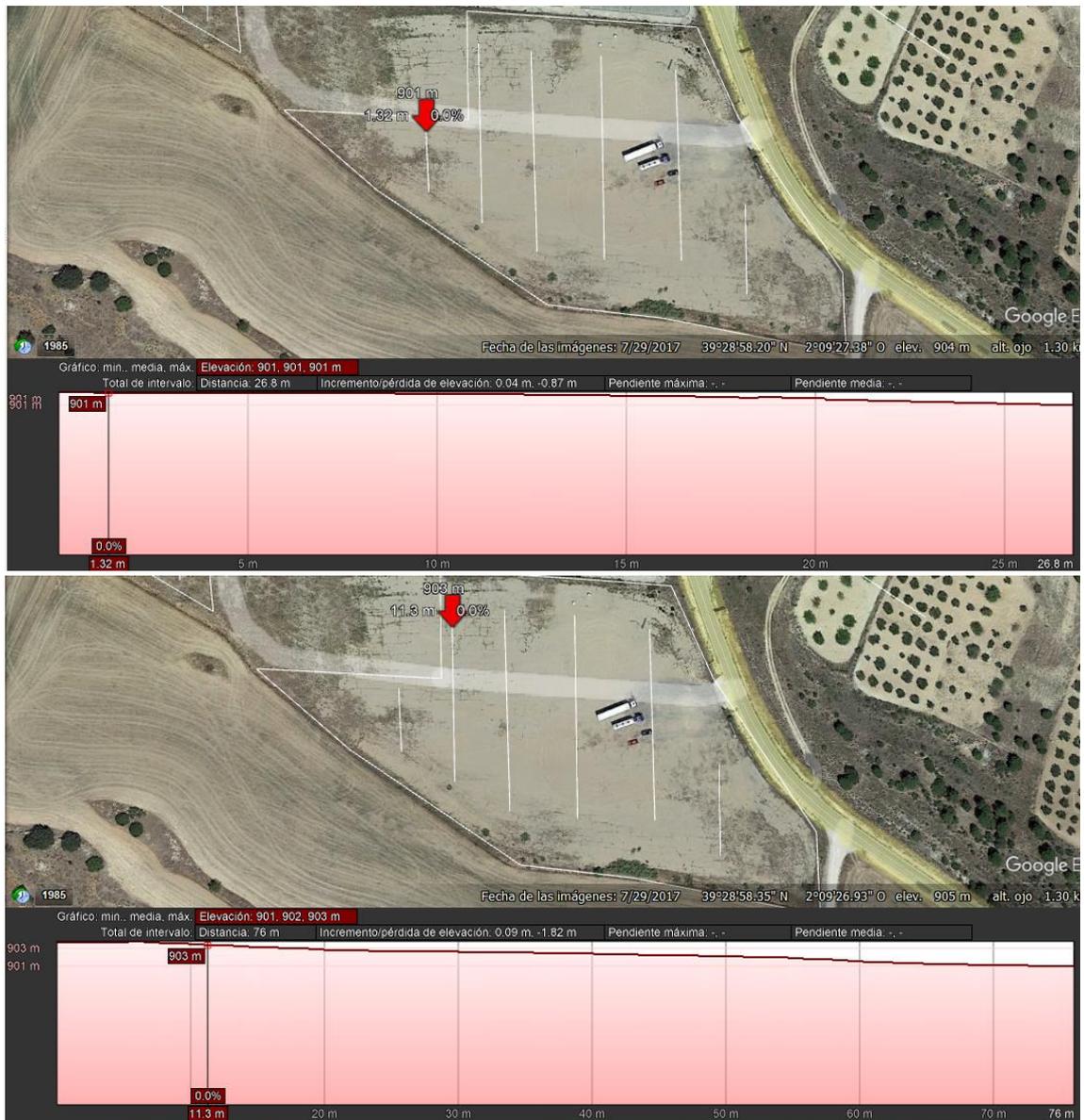


Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una
electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar,
Cuenca.

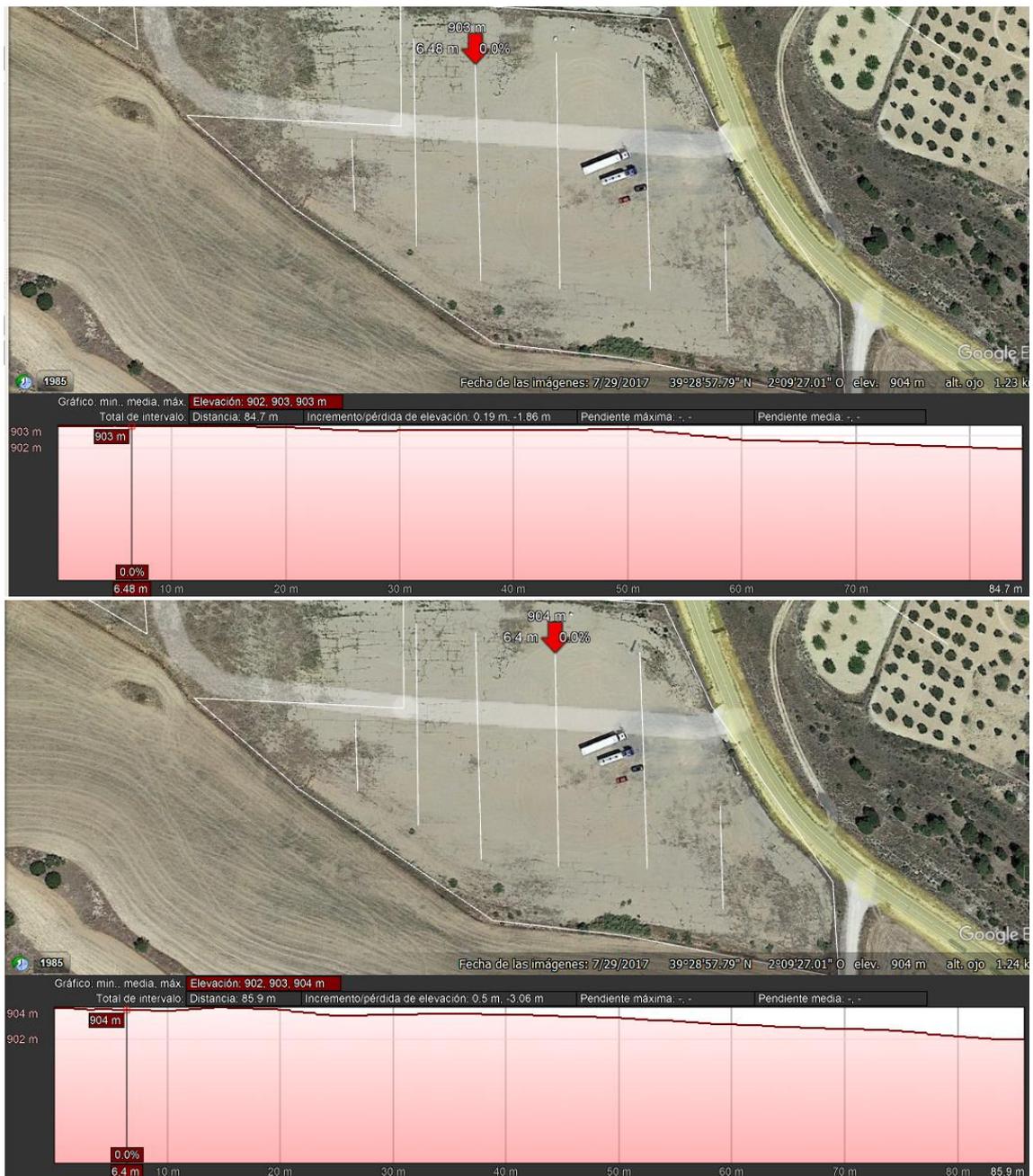


Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

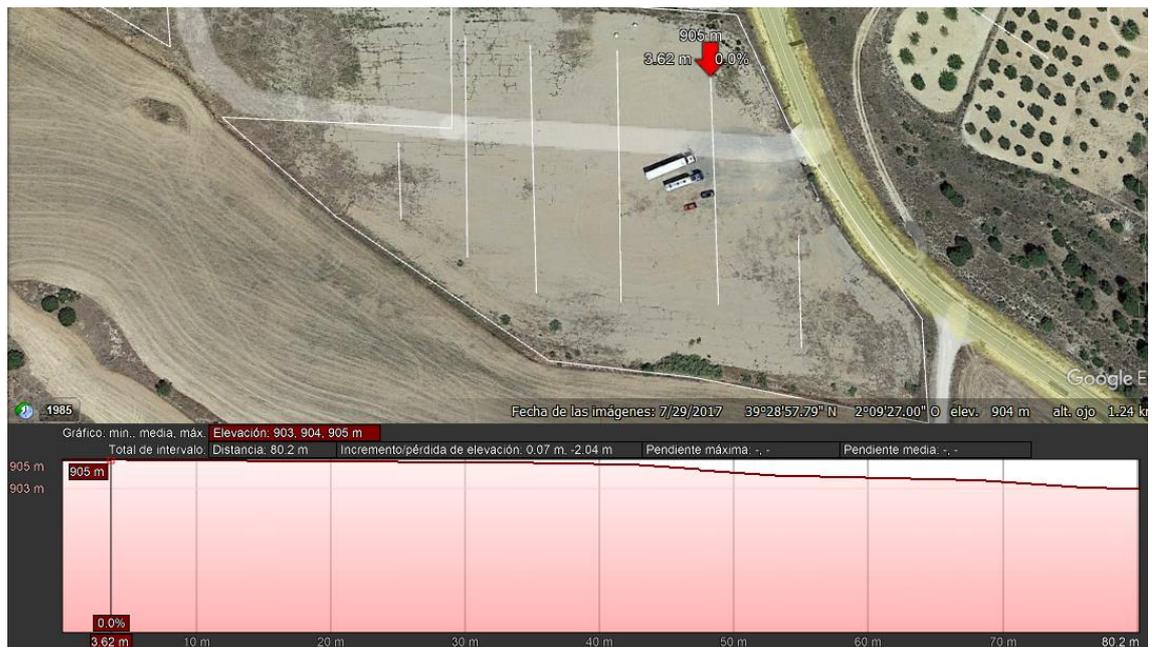
Figura 55. Perfiles de elevación del terreno de 2,03 ha



Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una
electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar,
Cuenca.



Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.



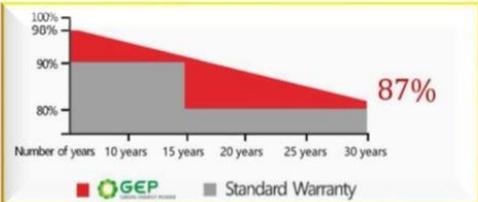
Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

ANEXO II

TOPMAX Series
Mono – 144HC - N Type



570 / 575 / 580 / 585



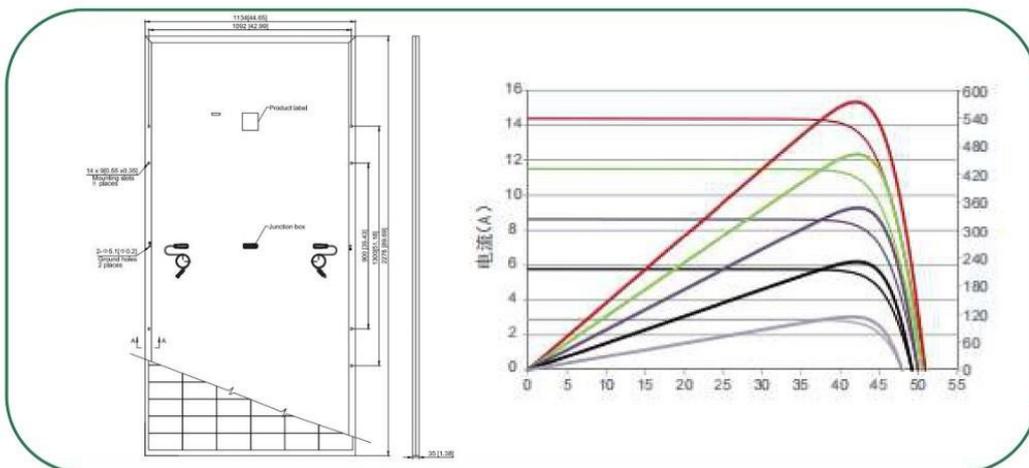
-  **High Efficiency**
Advanced solar cell technology ensures, The high module efficiency up to 22.00%.
-  **Positive Tolerance**
Module guarantees a positive -only power tolerance of 0 to +5w to bring extra benefit.
-  **Strong Load Capacity**
Module is capable to withstand 2400Pa wind loads and 5400Pa Snow loads.
-  **Reliable quality**
Module is manufactured in accordance with international quality standards ISO9001
-  **Higher Weatherproof Rating**
J-Box performs module with an environmental protection rating to IP68.
-  **Salt and Corrosion Resistant**
Highly Certified conform in higher salinity zone
-  **Anti PID Solar Technology**
Highly PID resistant in larger humidity areas

Material & Workmanship

15 Years

Linear Power Warranty

30 Years



Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Electrical Characteristics				
(STC)	GEP-AfMc570MH	GEP-AfMc575MH	GEP-AfMc580MH	GEP-AfMc585MH
Maximum Power (Pmax)	570W	575W	580W	585W
Tolerance of power	0/+5W	0/+5W	0/+5W	0/+5W
Maximum Power Voltage(Vmp)	42.07V	42.22V	42.37V	42.52V
Maximum Power Current(Imp)	13.55A	13.62A	13.69A	13.76A
Open Circuit Voltage(Voc)	50.74V	50.88V	51.02V	51.16V
Short Circuit Current (Isc)	14.31A	14.39A	14.47A	14.55A
Module Efficiency	22.1%	22.3%	22.5%	22.7%
Operating module Temperature	- 40°Cto +85°C			
Maximum system(DC) Voltage	DC1500V(IEC)			
Series Fuse Rating	25A			
NOCT*	45±2°C			
Temperature Coefficients of Pmax	- 0.30%/°C			
Temperature Coefficients of Voc	- 0.25%/°C			
Temperature Coefficients of Isc	+ 0.046%/°C			
MECHANICAL CHARACTERISTICS				
Solar Cell	Mono Topcon crystalline 182×91mm10BB			
Number of cells	144(6×24)			
Dimensions	2278×1134×35mm (89.69×44.65×1.38inches)			
Weight	27.2Kg (59.97 lbs)			
Front Glass	3.2mm (0.13 inches) front glass			
Backboard	White、transparent			
Frame	Aanodized aluminum alloy			
Junction Box	IP68 rated			
Cable	4mm ² solar cable 300mm(11.81inches) customized length			
Connector	EVO2/MC4 compatible			
PACKING CONFIGURATION				
	40HC			
Pieces per pallet	31			
pallets per container	20			
Pieces per container	620			

NOTE:

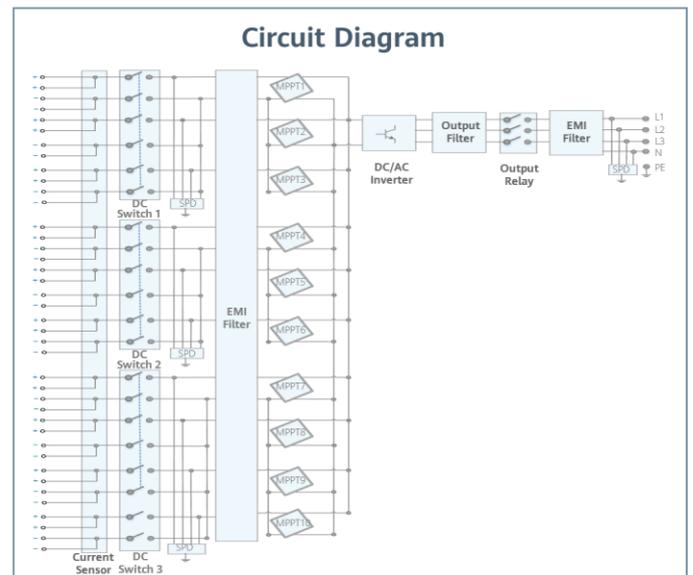
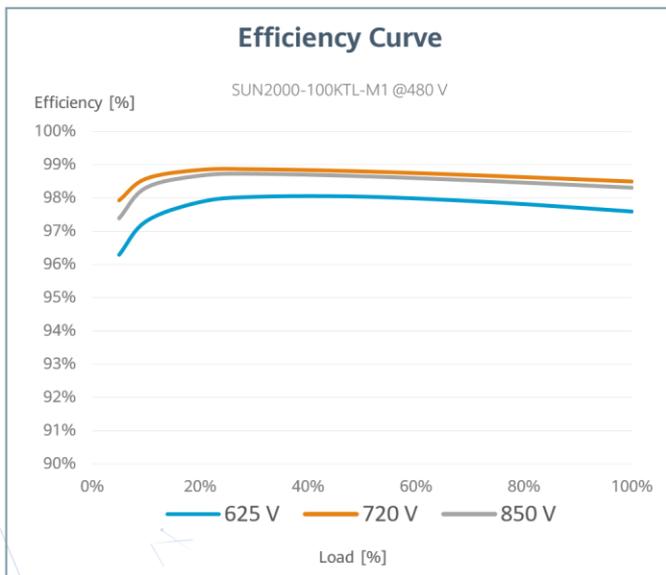
- 1.Design and specifications are subject to chane without prior notice.
- 2.Refer to the installation and operating manual or contact Green energy power Renewable for detailed information on approved installation and use of this product.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

ANEXOIII

SUN2000-100KTL-M1

Smart PV Controller



Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

10
MPP Trackers



MBUS
Supported

98.8% (@480V)
Max. Efficiency



Fuse Free Design

String-level
Management



Surge Arresters for DC &
AC

Smart I-V Curve Diagnosis
Supported



IP66
Protection

SUN2000-100KTL-M1 Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
	Efficiency
Max. efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
	Input
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. input number per MPP tracker	2
	Output
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	Protection
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes

	General Data
Dimensions (W x H x D)	1 035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	90 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W

Standard Compliance (more available upon request)

Certificate: EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
 Grid Connection Standards: VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C.10/11

*1 The maximum input voltage is the open-circuit DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
 *2 Any DC fault voltage beyond the operation voltage range may result in inverter inoperative.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Optional
Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle – 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)

ANEXO IV



RAPTION 50 CCS2 CHA T2S32

RAPTION 50 CCS2 CHA T2S32, Estaciones de recarga rápida compactos

Código: V17130.

- > Comunicaciones: Ethernet | 4G
- > Tipo salida: 50-500 Vcc - 125 A - 50 kW | 400 Vca - 32 A - 22 kW
- > Tipo conector: CCS Combo 2 (FF) | JEVs G105 - CHAdeMO (AA) | Base Tipo 2
- > Tipo red: Trifásica
- > Modo recarga: 3 | 4
- > Nº Tomas: 3

Descripción

Equipo de recarga rápida con conectores CHAdeMO y COMBO CCS para la recarga en corriente continua Modo 4 y conectores Tipo 1 o Tipo 2 para la recarga en corriente alterna Modo 3. Los equipos de recarga rápida RAPTION 50 permiten la recarga de oportunidad en aquellos casos que se requiere rapidez de carga. En función de la capacidad de las baterías puede cargar parcial o totalmente en un período de tiempo reducido.

La estación RAPTION 50 funciona con potencias de hasta 50 kW. El equipo dispone de una pantalla interactiva que facilita la interacción al usuario y comunicaciones (Ethernet, 4G) para la gestión remota del equipo desde el centro de control.

Aplicación

Los equipos RAPTION son ideales para la recarga en vía pública, centros comerciales, empresas de alquiler, flotas de vehículos, aparcamientos de empresa, etc.

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Especificaciones

Alimentación en alterna

Consumo	38 W en reposo
Corriente de entrada	108 A
Eficiencia	95 % con potencia nominal de salida
Factor de potencia	> 0,98
Frecuencia	50 / 60 Hz
Tipo de red	3F + N + PE
Tensión nominal	400 V ~ ($\pm 10\%$) (480 V ~ bajo demanda)

Características eléctricas

Protección contra sobretensiones (DSP)	Opcional
Protección de sobrecorriente	Opcional
Cable: Tipo de conector	CCS Combo 2 JEVS G105 - CHAdEMO; (Longitud de los cables 3m) Base Tipo 2
I máx. de salida (A)	0 ... 125 cc / 32 ~
Modo de carga	Modo 3, 4
Nº de tomas	3
Potencia máxima de salida (kW)	50 (CC) / 22 (~)
Tensión	50 ... 500 Vcc / 400 V~

Características mecánicas

Tamaño (mm) ancho x alto x fondo	940 x 1800 x 520 (mm)
Envolvente	Acero inoxidable
Ruido	< 55 dB
Peso Neto (kg)	235

Características ambientales

Grado de protección	IP 54 / IK10
Humedad relativa (sin condensación)	5 ... 95 %

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Temperatura de almacenamiento	-20 ... +60 °C
Temperatura de trabajo	-30 ... +45 °C

Normas

Certificaciones	CE
Seguridad eléctrica, Categoría de la instalación	CAT III 300 V
Normas	IEC 61851-1, IEC 61851-22, IEC 61851-23, IEC 62196-1, IEC 62196-2, IEC 62196-3, CHAdeMO Certified, CCS (DIN 70121, ISO 15118)

Comunicaciones

Protocolo	Ocpp
Tipo	Ethernet 10/100 Base TX (TCP/IP)
Velocidad	4G / GPRS / GSM Modem

Interface usuario

RFID	ISO/IEC 14443 A/B, MIFARE Classic / Desfire EV1 ISO 18092 / ECMA-340, NFC 13,56 MHz
LED	Indicador de carga en color RGB
Tipo display	TFT Táctil de 8 ", multilingüe

Prestaciones

Calentador climatizador	-30 ... +45 °C (Opcional)
Medida de energía	Contador medida energía eléctrica alterna conforme la UNE-EN 50470

Protección

Relé de seguridad tipo (clase)	RCD (opcional)
--------------------------------	----------------

Salida 1

Corriente máxima	125 A
Potencia máxima	50 kW
Rango tensión	50-500 Vcc
Tipo conector	CCS Combo 2 (FF)
Tipo de red	Trifásica (CC)

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Salida 2

Corriente máxima	125 A
Potencia máxima	50 kW
Rango tensión	50-500 Vcc
Tipo conector	JEVS G105 - CHAdeMO (AA)
Tipo de red	Trifásica (CC)

Salida 3

Corriente máxima	32 A
Potencia máxima	22 kW
Rango tensión	400 Vca
Tipo conector	Base Tipo 2
Tipo de red	Trifásica (CA)

RAPTION 50

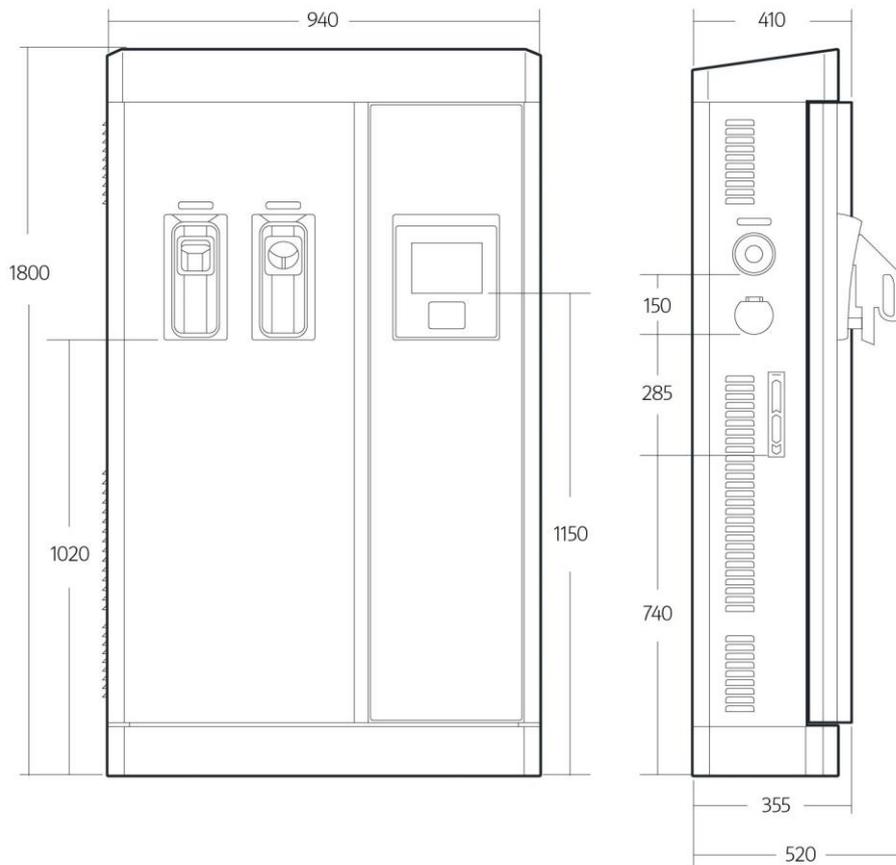
Estaciones de recarga rápida 50 kW

CÓDIGO	TIPO	Nº Tomas	Tipo Salida	Tipo conector	Tipo red
V17110.	RAPTION 50 CCS2	1	50-500 Vcc - 125 A - 50 kW	CCS Combo 2 (FF)	Trifásica
V17111.	RAPTION 50 CCS1	1	50-500 Vcc - 125 A - 50 kW	CCS Combo 1 (CC)	Trifásica
V1712D.	RAPTION 50 CCS1 CHA	2	100-500 Vcc - 125 A - 50 kW	CCS Combo 1 (CC) JEVS G105 - CHAdeMO (AA)	Trifásica
V17122.	RAPTION 50 CCS2 T2C32	2	50-500 Vcc - 125 A - 50 kW 400 Vca - 32 A - 22 kW	CCS Combo 2 (FF) Cable Tipo 2	Trifásica
V1712C.	RAPTION 50 CCS1 T1C32	2	100-500 Vcc - 125 A - 50 kW 400 Vca - 32 A - 22 kW	CCS Combo 1 (CC) Cable Tipo 1	Trifásica
V17123.	RAPTION 50 CCS2 T2S32	2	50-500 Vcc - 125 A - 50 kW 400 Vca - 32 A - 22 kW	CCS Combo 2 (FF) Base Tipo 2	Trifásica
V1712B.	RAPTION 50 CCS1 T2S32	2	100-500 Vcc - 125 A - 50 kW 400 Vca - 32 A - 22 kW	CCS Combo 1 (CC) Base Tipo 2	Trifásica
V17130.	RAPTION 50 CCS2 CHA T2S32	3	50-500 Vcc - 125 A - 50 kW 400 Vca - 32 A - 22 kW	CCS Combo 2 (FF) JEVS G105 - CHAdeMO (AA) Base Tipo 2	Trifásica
V17137.	RAPTION 50 CCS1 CHA T2S32	3	100-500 Vcc - 125 A - 50 kW 400 Vca - 32 A - 22 kW	CCS Combo 1 (CC) JEVS G105 - CHAdeMO (AA) Base Tipo 2	Trifásica
V17138.	RAPTION 50 CCS1 CHA T1C32	3	100-500 Vcc - 125 A - 50 kW 400 Vca - 63 A - 43 kW	CCS Combo 1 (CC) JEVS G105 - CHAdeMO (AA) Cable Tipo 1	Trifásica

Pantalla táctil TFT a color de 8" antivandálica, Protección magnetotérmica y protección diferencial de 30 mA Tipo B independiente por toma, Medida de energía integrada MID, Lector RFID para identificación y activación recarga - ISO 14443 A/B, Almacenamiento de datos, Comunicaciones Ethernet, Comunicaciones 4G, Protocolo comunicaciones OCPP 1.5/1.6, Peso: 230 kg, Permite montaje en pared, Envoltorio de acero inoxidable IP54 - IK10, Dimensiones: 350x940x1800 mm. Longitud de cable de 3 m (5 m opcional).

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

Dimensiones



BIBLIOGRAFÍA

- AutoBild. (2023, abril 26). *Prueba de autonomía real: ¿cuántos kilómetros hacen 50 coches eléctricos a 130 km/h?* AutoBild.
- CABLE RV-K 1X10MM2 UNIPOLAR 1000V. (2023). <https://www.electricidad.tienda/cable-unipolar-1000v/cable-rv-k-1x10-mm2-unipolar-1000v-918.html>
- CATEC. (2023a). *DC50 EVBox Quick Charger CHA*. <https://www.protenders.com/companies/cubic-art-technologies-catec/products/dc50-evbox-quick-charger>
- CATEC. (2023b). *Smart EV charging stations for homes, businesses, and public places*. <https://www.catec.ae/ev-products>
- CRADY. (2023). *FT-Fusibles-NH-800-V-gPV*. <https://www.grupotemper.com/images/adjuntos2/FT-Fusibles-NH-800-V-gPV.pdf>
- De Construcción, O., Rosas, S. P., Carlos, J., & Alba, C. (2016). *ELABORACION DE ESTUDIOS DE SEGURIDAD Y SALUD EN APUNTES TÉCNICOS DEL INVASSAT 16/2*. www.invassat.gva.es.
- de la Rosa Pineda, L. (2020). *Diseño de una instalación de autoconsumo para el edificio 3P de la Universidad Politécnica de Valencia (UPV)*.
- df Electrics. (2023a). *BASE 10x38 PMX-PV*. <https://www.poweralia.com/portafusibles-cilindrico-fotovoltaica-dfelectric-485150>
- df Electrics. (2023b). *FUSIBLES 16A 10x38 1000VDC gPV*. <https://www.poweralia.com/fusible-cilindrico-fotovoltaica-dfelectric-491630>
- DGC. (2021). *Mapa de Tráfico de la DGC. Año 2021*. <https://mapas.fomento.gob.es/mapatrafico/2021/>
- DGT. (2018, enero 1). *Parque de vehículos - Tablas estadísticas 2018*.
- DGT. (2019, enero 1). *Parque de vehículos - Tablas estadísticas 2019*. <https://www.dgt.es/menusecundario/dgt-en-cifras/dgt-en-cifras-resultados/dgt-en-cifras-detalle/?id=00667>
- DGT. (2020, enero 1). *Parque de vehículos - Tablas estadísticas 2020*. <https://www.dgt.es/menusecundario/dgt-en-cifras/dgt-en-cifras-resultados/dgt-en-cifras-detalle/?id=00668>
- DGT. (2021, enero 1). *Parque de vehículos - Tablas estadísticas 2021*. <https://www.dgt.es/menusecundario/dgt-en-cifras/dgt-en-cifras-resultados/dgt-en-cifras-detalle/?id=00830>
- DGT. (2023, abril 28). *Parque de vehículos - Tablas estadísticas 2022*. <https://www.dgt.es/menusecundario/dgt-en-cifras/dgt-en-cifras-resultados/dgt-en-cifras-detalle/?id=00866>

- Díaz, B. (2023, enero 8). *Conoce a los 10 coches eléctricos que más triunfan en España*. CAR and DRIVER.
- Dumitru Zanfir, A. (2021). *TRABAJO FIN DE GRADO ANÁLISIS Y PREDICCIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL TERRITORIO ESPAÑOL*. <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/23254/TFG%20Zanfir,%20Dumitru%20Alin.pdf?sequence=1>
- Easton. (2023). *Fusibles cilíndricos clase gG/gL y aM Descripción del producto*. <https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/electrical-circuit-protection/fuses/bussmann-series-power-distribution-blocks-es/fuses-and-fuse-holders/eaton-bussmann-cylindrical-fuses-datasheet-spanish.pdf>
- ENF. (2023). *FLST-580-600M*. https://es.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/53482?utm_source=ENF&utm_medium=panel_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=106430
- Electromaps*. (2023). <https://map.electromaps.com/es/>
- emobolity Consulting. (2023). *Soluciones de recarga para vehículos eléctricos*. <http://www.emobolityconsulting.com/productos.html>
- ENF. (2023a). *GA2 Ground Solar Mounting System*. https://es.ensolar.com/pv/mounting-system-datasheet/5824?utm_source=ENF&utm_medium=mounting_system_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=111797
- ENF. (2023b). *GM-06 Galvanized Steel Solar Mounting System*. https://es.ensolar.com/pv/mounting-system-datasheet/8014?utm_source=ENF&utm_medium=mounting_system_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=97419
- ENF. (2023c). *HC7 580-610W*. https://es.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/57946?utm_source=ENF&utm_medium=panel_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=14559
- ENF. (2023d). *HiKu7 CS7L-580-610MS*. <https://es.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/48912>
- ENF. (2023e). *Hot dip galvanized Zinc Steel Solar Mounting System*. https://es.ensolar.com/pv/mounting-system-datasheet/5766?utm_source=ENF&utm_medium=mounting_system_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=35683
- ENF. (2023f). *HPS30/50/100/120/150*. https://es.ensolar.com/pv/inverter-datasheet/13135?utm_source=ENF&utm_medium=inverter_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=125269
- ENF. (2023g). *RL-580-605HF*. <https://es.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/57701>

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

- ENF. (2023h). *SDP-100KW off grid inverter*. https://es.ensolar.com/pv/inverter-datasheet/2877?utm_source=ENF&utm_medium=inverter_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=11508
- ENF. (2023i). *SUN2000-100KTL-M1*. https://es.ensolar.com/pv/inverter-datasheet/15483?utm_source=ENF&utm_medium=inverter_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=20776
- ENF. (2023j). *TOPMAX Series 570-585W 144HC - N Type*. https://es.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/58749?utm_source=ENF&utm_medium=panel_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=105964
- ENF. (2023k). *Universal easy solar bracket balcony solar mounting*. https://es.ensolar.com/pv/mounting-system-datasheet/7540?utm_source=ENF&utm_medium=mounting_system_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=107178
- EUROMASTER Mantenimiento del vehículo. (2022, septiembre 22). *¿Cuánto cuesta cargar un coche eléctrico en una electrolinera?* <https://www.euromaster-neumaticos.es/blog/cuanto-cuesta-cargar-coche-electrico>
- EVBOX. (2023). *Estaciones de carga para vehículos eléctricos en el negocio*. <https://evbox.com/be-fr/bornes-de-recharge/entreprise>
- García Álvarez, A. (2019). *PROYECTO TÉCNICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 99,96 kWp EN FACULTAD DE CIENCIAS SOCIAIS E DA COMUNICACIÓN*. 1-208. https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/985855b3-f3b0-4c4b-84f0-9cbb0c322121/DOC20190802130335Proyecto+Fotovoltaica+Ciencias+Socialis_EFIRMA.pdf?MOD=AJPERES
- Global Solar Atlas*. (2023). <https://globalsolaratlas.info/map>
- GOB. (2023). *Catastro*. <https://www1.sedecatastro.gob.es/Cartografia/mapa.aspx?buscar=S>
- Gómara, J. (2022, abril 29). *Cinco millones de vehículos eléctricos: la cifra que España necesita para 2030*. HyE. https://www.hibridosyelectricos.com/coches/millones-vehiculos-electricos-espana-necesita-2030_57318_102.html
- Hyundai Electric. (2022). *Master 2022_med*. https://hyundai-electric.es/documentos/fichas/Master%202022_med.pdf
- INE. (2023). *Indicador adelantado del IPC*. <https://www.ine.es/daco/daco42/daco421/ipcia0723.pdf>
- Junior, F. (2017, abril 10). *Nº de módulos en serie por string*. <https://www.solarweb.net/forosolar/fotovoltaica-sistemas-conectados-red/41599-n-modulos-serie-string.html>

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

- Larraz Giganto, C. (2021). *Metodología para la localización de ubicaciones óptimas para cargadores de coches eléctricos autoabastecidos con fuentes renovables y red mediante la modalidad de autoconsumo con excedentes, utilizando softwares de información geográfica: Aplicación a la Comunidad Valenciana.*
- Le Maire, J.-C. (2016, enero 31). *U MOVE QUICK CHARGER la oferta de carga rápida modular de EVTRONIC.* <https://levejeveux.blogspot.com/2016/01/u-move-quick-charger-loffre-de-recharge.html>
- Mansó Borràs, I. (2019). *DISSENY D'UNA INSTAL·LACIÓ FOTOVOLTAICA AMB PANELLS FLOTANTS PER A L'ALIMENTACIÓ D'UN SISTEMA DE BOMBEIG A LA COOPERATIVA DE REGANTS DE MONCOFA IRENE MANSÓ BORRÀS.*
- MElectric. (2020, marzo 27). *Curvas de disparo y regulación de interruptores automáticos.* <http://www.melectric.com.ar/novedades/curvas-de-disparo-y-regulacion-de-interruptores-automaticos>
- myrecarga. (2022). *Curvas de carga coches electricos.* <https://www.myrecarga.es/curvas-de-carga-coches-electricos/>
- Naciones Unidas. (2023). *ODS.* <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- OMIP. (2023). <https://www.omip.pt/es/dados-mercado?date=2023-08-01&product=EL&zone=ES&instrument=FTB>
- Orús, A. (2022, noviembre 29). *Evolución anual del número de vehículos del que disponía el parque nacional en España entre 2006 y 2021.* *statista.* <https://es.statista.com/estadisticas/751657/parque-anual-de-vehiculos-en-espana/>
- Peña, L. (2022, julio 10). *Cómo Calcular la Temperatura de Operación del Módulo Fotovoltaico.* <https://ilumin.online/como-calcular-la-temperatura-de-operacion-del-modulo-fotovoltaico/>
- Peñalta, P. (2023, septiembre 6). *¿Cuál es el precio de cargar un coche eléctrico?* <https://www.flexicar.es/precio-cargar-electrico/noticias-coches/>
- PHOENIX CONTACT. (2023). *FUSE 10,3X38 20A PV - Fusible.* <https://www.phoenixcontact.com/es-es/productos/fusible-fuse-103x38-20a-pv-3061363>
- Plaza Peñalba, J. L. (2018). *PROYECTO DE INSTALACION ELECTRICA.* <https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/045c165d-3e12-488b-b2d0-0e8a75935f59/DOC20180912115240PROYECTO+MEJORA+INSTALACION+ELECTRICA+POL IDEPORTIVO.pdf?MOD=AJPERES>
- PrysmianClub. (2019a). *Capacidad de los tubos y conductos circulares para canalizaciones de BT. Ejemplos de cálculo.* <https://www.prysmianclub.es/capacidad-de-los-tubos-y-conductos-circulares-para-canalizaciones-de-bt/>

Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca.

- PrysmianClub. (2019b, septiembre 10). *Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 5 kW para autoconsumo*. <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>
- PrysmianClub. (2019c, septiembre 23). *Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 50 kW para autoconsumo industrial*. <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-50-kw-para-autoconsumo-industrial/>
- PVGIS. (2023). https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- Querol Herrá, J. (2019). *DESARROLLO DE UN MODELO DE PREDICCIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL MERCADO A PLAZO MEDIANTE REDES NEURONALES*. <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/121891/Querol%20Herr%C3%A1%20-%20Desarrollo%20de%20un%20modelo%20de%20predicci%C3%B3n%20del%20precio%20de%20la%20energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica%20para%20el%20mercado%20a%20plazo%20mediante%20redes%20neuronales.pdf?sequence=3>
- RAPTION. (2023). *Estaciones de recarga rápida 50 kW RAPTION 50 CCS2 CHA T2S32*. <https://circuitor.com/pdf/pdfdatasheet.php?lang=es&prod=V17130>.
- Reinoso Manovel, M. Á. (2023). *PROYECTO DE ANÁLISIS PARA LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE PUNTOS DE RECARGA DE COCHES ELÉCTRICOS. APLICACIÓN A LA COMUNIDAD VALENCIANA*.
- RENAC. (2023). *Cálculos de diseño de cadenas de inversores solares*. <https://www.renacpower.com/es/application/solar-inverter-string-design-calculations/>
- Roger Folch, J., Riera Guasp, M., & Roldán Porta, C. (2021). *Tecnología eléctrica* (4.ª ed.). SINTESIS.
- SACE Isomax S. (2023). *ITSCE-604050041_*.
- Sánchez Giménez, C. (2023). *Diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo de 30kW para empresa ubicada en Alzira, Valencia*.
- Schneider. (2023). *Compact NSX 100 a 630 A*. <https://www.tecnical.cat/PDF/SCHNEIDER/TECNOLOGIA-DE-CONTROL/schneider-compact-nsx100a-630a-interruptores-medida-comunicacion-catalogo.pdf>
- Porta Sevilla, G. C. (2023). *Catálogo cables especiales*. www.cervi.es
- Tolocka, E. (2019, abril 18). *Entendiendo las curvas de disparo de los Interruptores automáticos*. <https://www.profetolocka.com.ar/2019/04/18/entendiendo-las-curvas-de-disparo-de-los-interruptores-automaticos/>
- TOP CABLE. (2023). *POWERFLEX RV-K*. <http://www.cabletelandalucia.com/assets/rvk-top-cable.pdf>
- WALLBOX. (2023). *Supernova Carga rápida en la que puedes confiar*. https://wallbox.com/es_es/supernova-carga-rapida