

Mateusz Grzegorz Sobieraj

**Proyecto de análisis de la viabilidad económica de la
implantación de una electrolinera con autogeneración para
el año 2030.**

Trabajo de Fin de Máster

Dirigido por Dr. Rodríguez Carabias, Joaquín Andrés

Màster en Enginyeria Industrial



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2023

Índice

1	Introducción.....	1
1.1	Objeto.....	1
1.2	Alcance	1
1.3	Antecedentes.....	2
2	La electrolinera.....	3
2.1	El vehículo eléctrico.....	4
2.2	Vehículo eléctrico de batería (BEV)	5
2.3	Tecnología de carga	8
3	Diseño	11
3.1	Cargadores.....	11
3.2	Instalación eléctrica de la electrolinera	13
3.2.1	Previsión de cargas.....	14
3.2.2	Centro de transformación	15
3.2.3	Instalación eléctrica de baja tensión.....	17
3.3	Planta Fotovoltaica	20
3.3.1	Instalación eléctrica de la planta fotovoltaica.....	21
4	Análisis de la viabilidad económica	24
4.1	Comparativa con los combustibles convencionales.....	26
4.2	Impacto a nivel estatal	28
5	Presupuesto	29
6	Conclusiones	34
7	Referencias	35
A.	Cálculos	43
A.1.	Diseño de cargadores	43
A.2.	Instalación eléctrica de la electrolinera	52
A.3.	Diseño de la planta fotovoltaica	59
A.4.	Instalación eléctrica de la planta fotovoltaica	74
A.5.	Análisis de la viabilidad económica.....	78
A.6.	Cálculo de emisiones de CO ₂	87
A.7.	Cálculo del impacto a nivel estatal	92
B.	Datasheets.....	93

1 Introducción

1.1 Objeto

Según las previsiones de la Unión Europea, reflejadas en el comunicado "Estrategia de movilidad sostenible e inteligente: encauzar el transporte europeo de cara al futuro" [1], al menos 30 millones de vehículos de emisión cero circularán por las carreteras europeas para el año 2030, que mayoritariamente serán vehículos eléctricos puros o híbridos enchufables.

Según este mismo documento, el aumento del despliegue y uso de los combustibles renovables deberá ir acompañado de la creación de una red global de infraestructuras de recarga y repostaje para permitir plenamente la implantación generalizada de los vehículos de emisión cero en todos los modos de transporte. Para ello, el objetivo es construir un total de 3 millones de puntos públicos de recarga en territorio europeo.

De acuerdo con las previsiones del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) del 2021 [2], habrá 5 millones de vehículos eléctricos circulando por las carreteras españolas en el año 2030 para las cuales será muy necesaria la creación de puntos de recarga.

Además, hay un acuerdo provisional en la Unión Europea [3], con el cual se planea la creación de puntos de recarga ultrarrápidos cada 60 km, que deberán de ofrecer como mínimo un punto de recarga de 400 kW para el año 2026, y un punto de recarga de 600 kW como mínimo para el año 2028.

Para poder satisfacer estas futuras necesidades, una de las posibles soluciones es transformar las existentes gasolineras en electrolineras, aprovechando el espacio donde se encuentran actualmente.

1.2 Alcance

El objetivo principal de trabajo es el estudio de la viabilidad económica de una electrolinera, en el que se desarrollan los siguientes apartados:

- Dimensionado de la electrolinera. Estudio y selección de los cargadores.
- Dimensionado de la planta solar fotovoltaica.
- Prediseño sencillo de la instalación eléctrica.
- Presupuesto de implantación del proyecto.
- Estudio de la viabilidad económica del proyecto.
- Estudio del potencial ahorro de emisiones de CO₂ del proyecto.

Según la naturaleza del proyecto, quedarán fuera de su alcance los puntos siguientes:

- Cálculo y dimensionado de estructuras, cimentaciones, etc.
- Diseño preciso de la instalación eléctrica de la electrolinera y la planta fotovoltaica.
- Estudio ambiental y de seguridad.
- Aspectos legales.

1.3 Antecedentes

El proyecto se ha elaborado a partir de las condiciones iniciales siguientes:

- La electrolinera tiene que ser capaz de cubrir la demanda en todo momento y debe tener la capacidad de suministrar una autonomía a los coches de 500 kilómetros en 15 minutos.
- La planta fotovoltaica se ha dimensionado para suplir toda la demanda de la electrolinera, es decir, la energía producida por la planta solar fotovoltaica es igual a la energía consumida por la electrolinera, aunque la producción y el consumo no siempre coinciden en el tiempo.
- El proyecto se prevé para el año 2030, por lo que el estudio y la selección de tecnologías y los precios se adaptan a esta fecha, siempre que se encuentren datos o previsiones para ese año. En caso contrario, se usan datos actuales o previsiones de años cercanos.
- En el proyecto se prevé la transformación de una gasolinera en una electrolinera, aprovechando el mismo espacio para su construcción.
- Se trabaja sobre la hipótesis de que los vehículos de combustión interna se sustituyen por completo por vehículos eléctricos. Así, la demanda de electricidad será asimilable a la demanda de combustible (diésel o gasolina) de una gasolinera común. Se toma como referencia un valor de suministro de la gasolinera de 3 millones de litros de combustible al año, que deben ser sustituidos por electricidad. La demanda de electricidad se prevé la misma semanalmente. Se tienen los datos horarios para una semana tipo, que se reproduce a lo largo del año de la misma forma.

2 La electrolinera

Una estación de carga o electrolinera es el lugar que proporciona energía eléctrica para la carga de vehículos eléctricos enchufables, ya sea en forma de corriente alterna o corriente continua. [4]

Las electrolineras formadas por cargadores ultrarrápidos presentan las siguientes partes imprescindibles para su correcto funcionamiento:

- Centro de seccionamiento y transformación de MT a BT. Dado las altas prestaciones en términos de potencia de una electrolinera, la alimentación de la red eléctrica se hace mediante media tensión. Para la alimentación de los cargadores ultrarrápidos, la electricidad debe pasarse de media tensión a baja tensión.
- Convertidores de potencia: equipos de electrónica de potencia que adecuan la tensión y la corriente que llega al cargador ultrarrápido. Frecuentemente, esta conversión viene implementada en el propio cargador, el cual se alimenta con corriente alterna de la forma en que se especifique según cada fabricante.
- Cargador o poste de carga: tiene apariencia y funciones similares a los de un surtidor convencional de una gasolinera, pero en vez de proporcionar combustible suministra energía eléctrica.



Figura 1. Elementos que forman parte de una electrolinera. De izquierda a derecha se tiene: el centro de seccionamiento y transformación, el convertidor de potencia y el poste de carga. Fuente: Velatia [5]

2.1 El vehículo eléctrico

Actualmente, la evolución de las baterías de los vehículos eléctricos se encuentra en una fase de crecimiento exponencial, por lo que hoy en día ya se fabrican baterías con autonomías de hasta 1000 km. [6]

En el mercado actual ya se encuentren disponibles muchos modelos de coches con autonomías superiores a los 500 km [7], por lo que es muy probable que para el año 2030 sea una autonomía estándar para cualquier coche eléctricos, si se sigue la tendencia de la figura 2.

Average range of electric vehicles

The range is measured in miles. It's weighted by global sales of each model, and normalised to the Worldwide Harmonized Light Vehicle Test Procedure.

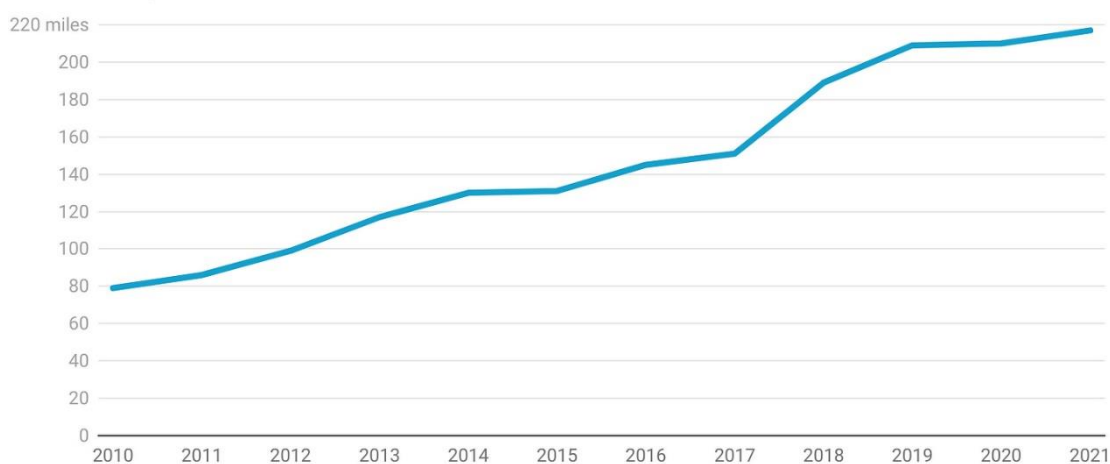


Chart: Hannah Ritchie • Source: International Energy Agency (IEA) • Created with Datawrapper

Figura 2. Evolución de la autonomía media de los vehículos eléctricos. [8]

Un vehículo eléctrico es aquel que usa uno o más motores eléctricos para su propulsión. Para este fin, el vehículo eléctrico se puede alimentar por un dispositivo o sistema colector de corriente (como sería la catenaria de un tren), o mediante el uso de baterías. [9]

Los vehículos eléctricos se pueden categorizar de la siguiente forma según su electrificación:

- Vehículos híbridos no enchufables (HEV),
- Vehículos híbridos enchufables (PHEV),
- Vehículos microhíbridos (MHEV),
- Vehículo de rango extendido (REEV),
- Vehículo eléctrico de pila de combustible (FCEV),
- Vehículo eléctrico de batería (BEV), el vehículo eléctrico puro.

Este trabajo se focaliza en los vehículos puramente eléctricos (BEV), que son aquellos con mayor autonomía y los únicamente recomendables y técnicamente viables para la carga ultrarrápida. [10]

2.2 Vehículo eléctrico de batería (BEV)

Un vehículo eléctrico de batería, también llamado vehículo eléctrico puro, es un tipo de vehículo eléctrico que usa exclusivamente energía química almacenada en baterías recargable, sin ningún otro tipo de fuente secundaria de propulsión. Este tipo de vehículo usa motores eléctricos en vez de motores de combustión interna (MCI) para su propulsión. Las baterías recargables de los vehículos eléctricos son el análogo de los depósitos de combustible de un vehículo con MCI. [11]

La gran mayoría de los vehículos eléctricos usan baterías de ion-litio diseñadas para tener una elevada densidad de potencia (W/kg) y una considerable densidad de energía (Wh/kg). La evolución de la tecnología de este tipo de baterías busca la reducción de su tamaño y peso, para conseguir vehículos eléctricos menos pesados y así mejorar su rendimiento. [12]

En comparación con los combustibles líquidos de un vehículo con MCI, las baterías tienen una densidad energética bastante menor, cosa que tiene un impacto significativo en la autonomía de estos vehículos, y que en consecuencia, para conseguir grandes autonomías se tenga que poner mucho peso en el vehículo.

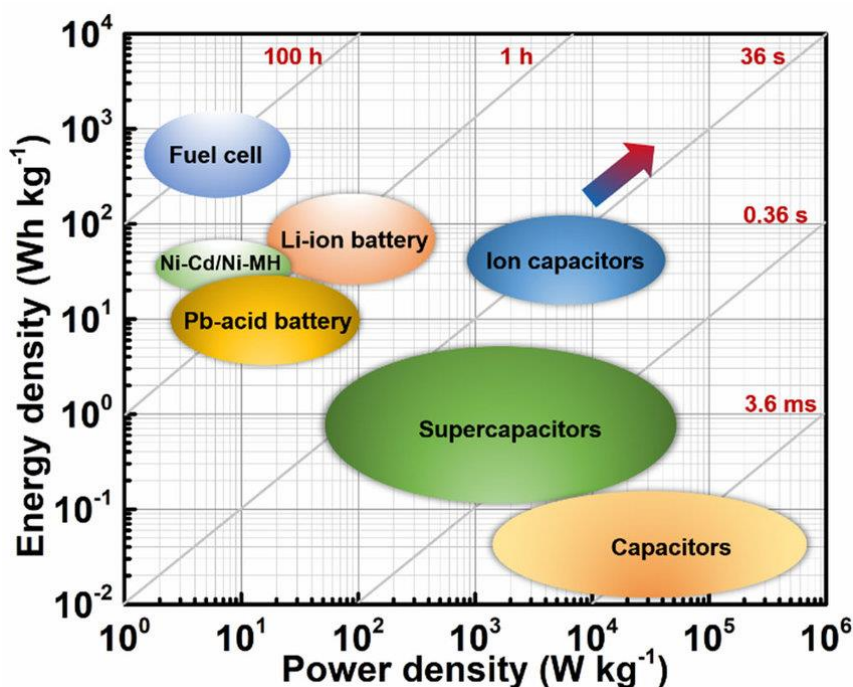


Figura 3. La comparación de densidad de energía y densidad de potencia para diferentes tipos de almacenamiento de energía. [13]

Aún así, la evolución de las baterías de litio está permitiendo tener unas autonomías aceptables en los vehículos eléctricos (muchos modelos de coches ya superan los 500 km de autonomía) y su precio cada vez es menor, tal y como se observa en la figura 4. Según BloombergNEF, un proveedor de investigación estratégica, las predicciones apuntan a una reducción del precio de las baterías por debajo de los 100\$/kWh para 2026.

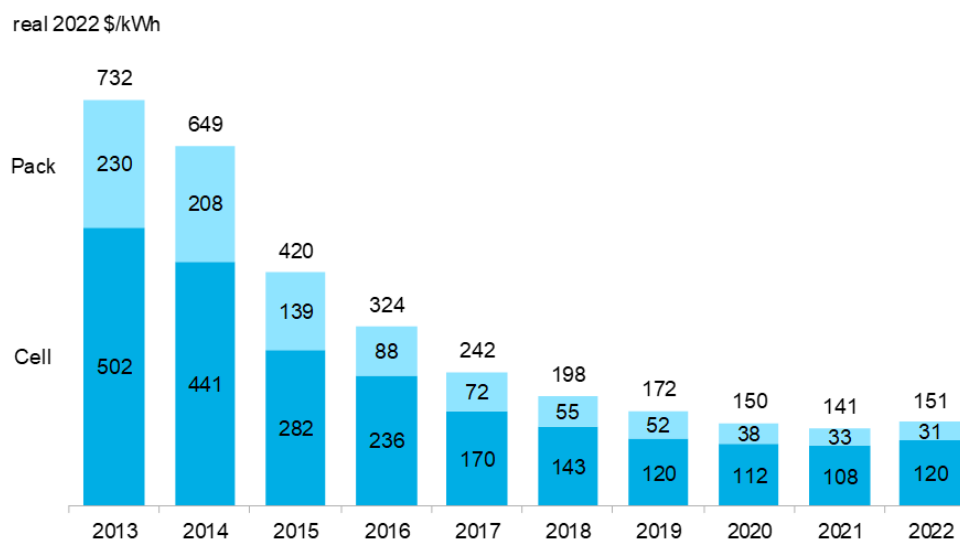


Figura 4. Evolución del precio medio de las baterías de ion-litio. Fuente: BloombergNEF [14]

Este tipo de baterías son las más utilizadas por ahora ya que son la mejor opción dentro de las técnicamente viables, pero tienen ciertos inconvenientes que hacen que haya un interés en la investigación por encontrar alternativas iguales o mejores a este tipo de baterías:

- Presentan degradación no despreciable a lo largo de su vida útil. Pueden llegar a tener una esperanza de vida media de 3500 ciclos al 80% de profundidad de descarga. [15]
- Son muy sensibles a las altas temperaturas, que además pueden causar combustión espontánea a partir de los 60 °C. Se tienen que mantener en un rango de temperaturas entre 15 y 35 °C para un funcionamiento óptimo. [16]
- El material mayoritario de las que están hechas, el litio, es escaso y concentrado en unos pocos puntos, por lo que puede provocar problemas relacionados con el agotamiento de sus reservas a medida que la demanda del coche eléctrico vaya progresando en el futuro. [17] [18]
- Los electrodos de las baterías de litio contienen metales como níquel, cobalto o manganeso, que también son escasos y se extraen en áreas tensionadas del mundo, provocando problemas ambientales, sociales y económicos. [19]
- Los residuos de las baterías de ion litio tras el final de su vida útil, son altamente contaminantes y su proceso de reciclaje es caro, arduo y no consigue recuperar el 100% de los materiales presentes en la batería. [20]

Las alternativas que se están desarrollando y que en un futuro muy próximo serán técnicamente viables son las siguientes:

- Baterías de ion de sodio: este tipo de baterías funcionan de forma muy similar a las baterías de ion-litio, y además presentan unas características muy similares: [21] [22] [23] [24]
 - Presenten ciclos al 80% de profundidad de descarga muy similares o incluso superiores. El fabricante CATL empezará a producir de forma masiva baterías de sodio de hasta 3000 ciclos de vida. La compañía Natron Energy está desarrollando baterías de sodio con ciclos de vida de entre 50 000 y 100 000.

- Coste de producción bastante inferior, aproximadamente la mitad (77\$/kWh) y menos contaminante.
 - Densidad energética un poco inferior, de 200 Wh/kg. Mientras que las de ion-litio suelen tener una densidad energética de entre 260-300 Wh/kg.
 - Mejores características de seguridad.
 - Material muy abundante, por lo que no habría problemas de suministro o agotamiento.
 - Características similares de suministro de energía, ya que también pueden trabajar tanto con ciclos de carga ultrarrápidos como con ciclos de carga lentos.
- Baterías de estado sólido: es un tipo de batería que usa electrodos y electrolitos sólidos en vez de líquidos. Algunas de las ventajas que se cree que van a presentar respecto las baterías de ion-litio son: [25] [26] [27]
 - Tendrán densidades de energía superiores.
 - Se podrá evitar el uso de materiales tóxicos o peligrosos, como los que se encuentran en electrolitos orgánicos.
 - Menor riesgo de incendio y mayor seguridad.
 - Carga aún más rápida.
 - Mayor tensión y mayores ciclos de carga son muy probables.

Aunque este tipo de baterías presenta problemas pendientes de solucionar:

- Costes de producción más elevados. Se estima que tendrán unos costes de producción de entre 400 y 800 \$/kWh para 2030.
 - Dificultad de producir un electrolito sólido estable y utilizable a nivel industrial.
 - Los ciclos de vida actualmente aún son muy cortos por la formación de dendritas.
 - La mayoría de estas baterías usan litio para el electrolito ya que es el material que presenta mejores características para su desarrollo, por lo que sigue habiendo el problema de escasez de esta materia prima. Aunque se está investigando el uso de otros materiales como el vidrio, mucho más común.
- Hay otras alternativas que también están en investigación, pero aún se encuentran en un estado muy temprano de desarrollo, por lo que probablemente no van a ser viables en un futuro próximo: [28] [29] [30] [31] [32]
 - Baterías de grafeno
 - Baterías de iones de magnesio.
 - Baterías de iones de aluminio.
 - Baterías de calcio-azufre.
 - Baterías de iones de zinc.
 - Baterías de iones de fluoruro.

2.3 Tecnología de carga

Se han establecido múltiples estándares para la tecnología de carga para permitir la interoperabilidad entre proveedores. Los estándares se han definido para nomenclaturas, potencia y conectores.

En 2011, la Asociación Europea de Fabricantes de Automóviles (ACEA) definió los términos siguientes para la estandarización de carga de vehículos eléctricos [33]

- Toma de corriente (*socket outlet*): puerto en el equipo de suministro de vehículos eléctricos (EVSE), o también equipo bidireccional de carga de vehículos eléctricos, que suministra energía de carga al vehículo.
- Enchufe (*plug*): el extremo del cable flexible que interactúa con la toma de corriente del EVSE.
- Cable (*cable*): haz flexible de conductores que conecta el EVSE con el vehículo eléctrico.
- Conector (*connector*): el extremo del cable flexible que interactúa con la entrada del vehículo.
- Puerto de entrada del vehículo (*vehicle inlet*): puerto del vehículo eléctrico que recibe la energía de carga.

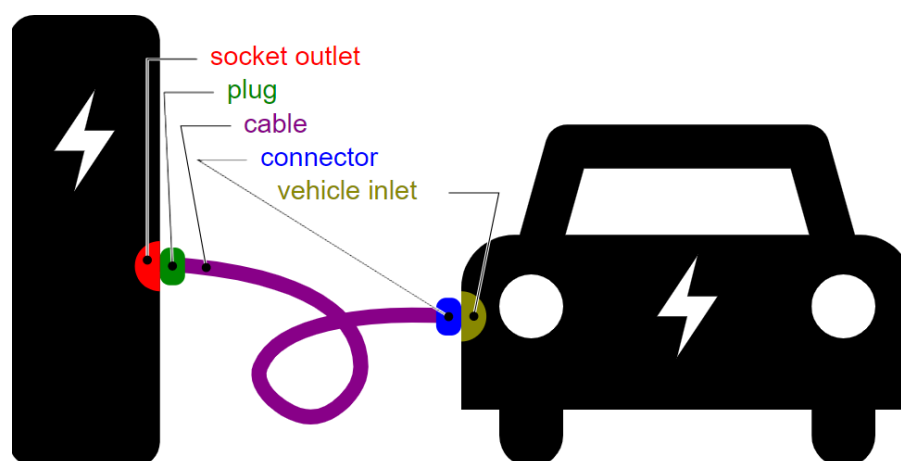


Figura 5. Elementos de una estación de carga y nomenclatura. Fuente: Mliu92, CC BY-SA 4.0, [34]

La Sociedad de Ingenieros de Automoción (SAE), define los requisitos físicos, eléctricos, de comunicación y de rendimiento generales para los sistemas de carga de vehículos eléctricos utilizados en América del Norte, como parte del estándar SAE J1772. [35]

El estándar SAE J1772 define cinco niveles de carga, tres para suministro con corriente alterna y otros dos para suministro con corriente continua:

- Nivel 1 AC: Utiliza 120V, monofásico, aporta una corriente máxima de entre 12 y 16 A, y una potencia máxima de entre 1,44 y 1,92 kW.
- Nivel 2 AC: Utiliza entre 208 y 240 V, monofásico, aporta una corriente entre 6 y 80 A, y una potencia máxima entre 1,4 y 19,2 kW.

- Nivel 3 AC: Utiliza entre 208-600 V, trifásico, aporta una corriente entre 63 y 160 A, y una potencia máxima de entre 22,7 y 166 kW.
- Nivel 1 DC: aporta una corriente máxima de 80 A, a una tensión de entre 50 y 1000 V, por lo que la potencia máxima de salida es de 80 kW.
- Nivel 2 DC: aporta una corriente máxima de 400 A, a una tensión de entre 50 y 1000 V, por lo que la potencia máxima de salida es de 400 kW.

En 2003, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), adoptó la mayoría del estándar SAE J1772, bajo la denominación IEC 62196-1 para la implementación internacional. La IEC define las cargas en 4 modos: [36]

- Modo 1: carga lenta con toma de corriente doméstica (tipo Schuko).
- Modo 2: carga lenta con toma de corriente doméstica (tipo Schuko) y con algún tipo de protección específica para vehículos eléctricos.
- Modo 3: carga semirrápida que utiliza un enchufe de clavija múltiple, específica para vehículos eléctricos con funciones de control y protección.
- Modo 4: carga rápida en DC que usa una interfaz de carga específica.

La conexión entre la red eléctrica y el equipo de alimentación del vehículo eléctrico está definida por tres casos, según el estándar IEC 61851-1: [37]

- Caso A: el cable está permanentemente conectado al vehículo eléctrico, pero se puede desconectar de la estación de carga. Este caso está usualmente asociado con los modos de carga 1 y 2.
- Caso B: el cable se puede desconectar tanto desde el vehículo eléctrico como de la estación de carga. Este caso está usualmente asociado con el modo de carga 3.
- Caso C: el cable está permanentemente conectado a la estación de carga, pero se puede desconectar del vehículo eléctrico. Este caso está usualmente asociado con el modo de carga 4.

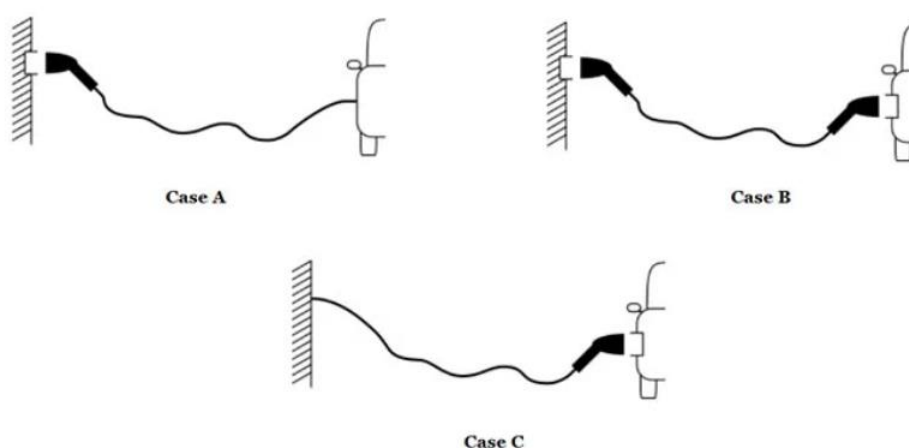


Figura 6. Tipos de conexión entre la red eléctrica y el equipo de alimentación del vehículo eléctrico. Fuente: Universidad de Zagreb.

Los conectores se encuentran estandarizados según la norma IEC 62196-2 (para corriente alterna) e IEC 62196-3 (para corriente continua) y según los tipos:

- Tipo 1: conector monofásico en AC del estándar SAE J1772, utilizado (como estándar) en Japón y Estados Unidos.
- Tipo 2: conector monofásico o trifásico en AC, usado en la Unión Europea y China.
- Tipo 3: conector monofásico o trifásico en AC equipado con obturadores de seguridad, y que actualmente se encuentra descatalogado.
- Tipo 4: conectores para carga rápida en DC, y del cual hay distintas configuraciones:
 - Configuración AA: CHAdeMO. Utilizado en Japón.
 - Configuración BB: GB/T 20234.3. Utilizado en China.
 - Configuración CC/DD: reservado.
 - Configuración EE: CCS Combo 1. Utilizado en Estados Unidos.
 - Configuración FF: CCS Combo 2. Utilizado en la Unión Europea.

Los tipos de conectores se pueden ver esquematizados en la figura 3:

Power supply	United States	European Union	Japan	China
1-phase AC (62196.2)	 Type 1 (SAE J1772)	 Type 2 ^{[a][b]} (DE, UK)	 Type 1 (SAE J1772)	 Type 2 (GB/T 20234.2) ^[c]
3-phase AC (62196.2)	 Type 2 (SAE J3068)	 Type 3 (IT, FR; now deprecated)	—	
DC (62196.3)	 EE (CCS Combo 1)	 FF (CCS Combo 2) ^[b]	 AA (CHAdeMO) ^[b]	 BB (GB/T 20234.3) ^[a]
				 ChaoJi (planned)

Figura 7. Lista de conectores estándar según las normas IEC 62196-2 y 62196-3.
Fuente: Wikipedia.

3 Diseño

3.1 Cargadores

Para el diseño de la electrolinera, como primer paso se tiene que conocer su demanda en términos de energía suministrada mediante electricidad. Este cálculo se hace a partir de la expresión siguiente:

$$D_{VE} = \frac{D_{MCI} \cdot PCI_{med} \cdot TTW_{MCI}}{TTW_{VE} \cdot \eta_c} \quad (1)$$

Donde:

- D_{VE} : demanda de electricidad del vehículo eléctrico, en kWh/año.
- D_{MCI} : demanda de combustible del vehículo con motor de combustión interna, en l/año. Se ha supuesto un valor de 3 millones de litros al año.
- PCI_{med} : poder calorífico interno medio entre gasoil i gasolina.
- TTW_{MCI} : eficiencia *Tank To Wheel* para el vehículo con motor de combustión interna, que es del 26%.
- TTW_{VE} : eficiencia *Tank To Wheel* para el vehículo eléctrico, cuyo valor es del 84%. [38]
- η_c : rendimiento de un cargador ultrarrápido de 400 kW, cuyo valor es del 95%. (véase en el *datasheet* del cargador en el anexo B).

Para el cálculo del PCI medio entre el gasoil i la gasolina, se sigue la siguiente expresión:

$$PCI_{med} = \frac{PCI_{gasoil} \cdot V_{gasoil} + PCI_{gasolina} \cdot V_{gasolina}}{V_{gasoil} + V_{gasolina}} \quad (2)$$

Donde:

- PCI_{gasoil} : poder calorífico del gasoil, cuyo valor es de 9,98 kWh/l.
- V_{gasoil} : vehículos de gasoil en circulación en España en el año 2022, que toma un valor de 14,224 millones.
- $PCI_{gasolina}$: poder calorífico de la gasolina, cuyo valor es de 8,91 kWh/l.
- $V_{gasolina}$: vehículos de gasolina en circulación en España en el año 2022, que toma un valor de 11,592 millones. [39]

El cálculo del PCI tanto del gasoil como de la gasolina se ha obtenido a partir de los datos siguientes: [40]

- PCI_{gasoil} : 42275 kJ/kg
- $PCI_{gasolina}$: 43950 kJ/kg
- Densidad del gasoil, ρ_{gasoil} : 850 kg/m³
- Densidad de la gasolina, $\rho_{gasolina}$: 730 kg/m³

Así, el PCI del gasoil es:

$$PCI_{\text{gasoil}} = \frac{42\,275 \text{ kJ}}{1 \text{ kg}} \cdot \frac{1 \text{ kWh}}{3\,600 \text{ kJ}} \cdot \frac{850 \text{ kg}}{1 \text{ m}^3} \cdot \frac{1 \text{ m}^3}{1\,000 \text{ l}} = 9,98 \text{ kWh/l}$$

Y el PCI de la gasolina es:

$$PCI_{\text{gasolina}} = \frac{43\,950 \text{ kJ}}{1 \text{ kg}} \cdot \frac{1 \text{ kWh}}{3\,600 \text{ kJ}} \cdot \frac{730 \text{ kg}}{1 \text{ m}^3} \cdot \frac{1 \text{ m}^3}{1\,000 \text{ l}} = 8,91 \text{ kWh/l}$$

Así entonces el valor del PCI medio es de:

$$PCI_{\text{med}} = \frac{9,98 \text{ kWh/l} \cdot 14,224 + 8,91 \text{ kWh/l} \cdot 11,592}{14,224 + 11,592} = 9,50 \text{ kWh/l}$$

Con este valor de PCI medio y partiendo de la ecuación (1), se puede calcular la demanda anual de electricidad de la electrolinera.

$$D_{VE} = \frac{3\,000\,000 \text{ l/año} \cdot 9,50 \text{ kWh/l} \cdot 0,26}{0,84 \cdot 0,95} = 9\,287\,044 \text{ kWh/año}$$

Que para una semana tipo, corresponde a un consumo de 178 107,7 kWh/semana.

A partir de los datos proporcionados por *Google Maps*, se han determinado los perfiles de demanda horarios para una semana tipo de la electrolinera. Estos datos han sido tomados a partir de una gasolinera existente [41].

A partir de los perfiles horarios se puede saber para cada hora de cada día de la semana, porcentualmente que representa la demanda durante esa hora respecto a la semana (que es el total).

Multiplicando ese valor porcentual por el consumo semanal calculado, se obtiene la demanda de electricidad para cada hora de cada día de una semana tipo que se supone que se va repitiendo a lo largo del año.

Todos estos cálculos se especifican en el apartado A.1. de los anexos.

A partir de los perfiles de demanda de la electrolinera, se busca el momento de la semana de mayor demanda, y con el cual se calculará el número de cargadores que serán necesarios instalar para que la demanda pueda cubrirse en todo momento.

El momento de máxima demanda corresponde a las 12 horas del mediodía de un domingo, y coge un valor de 2955,12 kWh, por lo que se necesita una potencia de carga de 2955,12 kW. Para respetar las condiciones supuestas iniciales de cargar 500 km de autonomía en 15 minutos, se tendrán que usar cargadores de 400 kW.

La potencia de carga mínima necesaria se ha calculado a partir de la siguiente expresión:

$$P_{\text{carga}} = \frac{A_{\text{VE}}}{t_{\text{c,VE}}} \cdot C_{\text{m,VE}} \quad (3)$$

Donde:

- P_{carga} : potencia del cargador mínima necesaria, en kW.
- A_{VE} : autonomía de carga necesaria, que se supone de 500 km.
- $t_{\text{c,VE}}$: tiempo de carga del vehículo eléctrico, de 15 minutos.
- $C_{\text{m,VE}}$: consumo medio del vehículo eléctrico, que coge un valor de 0,20 kWh/km. [42]

$$P_{\text{carga}} = \frac{500 \text{ km}}{0,25 \text{ h}} \cdot \frac{0,20 \text{ kWh}}{\text{km}} = 400 \text{ kW}$$

Como los cargadores usados son de 400 kW, se necesitan un total de 8 cargadores. El modelo de cargador es el *Circontrol Raption 400 HPC*, y cuyas características técnicas se adjuntan en el anexo.

Teniendo en cuenta los planes de la Unión Europea [2], se instalará un cargador de 600 kW y siete cargadores de 400 kW. Para el cargador de 600 kW no se ha encontrado aún ningún modelo disponible en el mercado.

3.2 Instalación eléctrica de la electrolinera

La electrolinera debe de estar dotada de una fuente de energía eléctrica, para su correcto funcionamiento. El suministro de electricidad vendrá dado por la red de distribución eléctrica en alta tensión de *Red Eléctrica Española*. En Catalunya la distribuidora es *Endesa e-Distribución*.

El punto de suministro de energía eléctrica para la localización donde se encuentra la electrolinera es de media tensión a 25 kV [43]. Según la norma de *Endesa*, NZR102 (09-2018), la instalación eléctrica tiene que cumplir el siguiente esquema, que se usa para instalaciones donde el centro de transformación es interior.

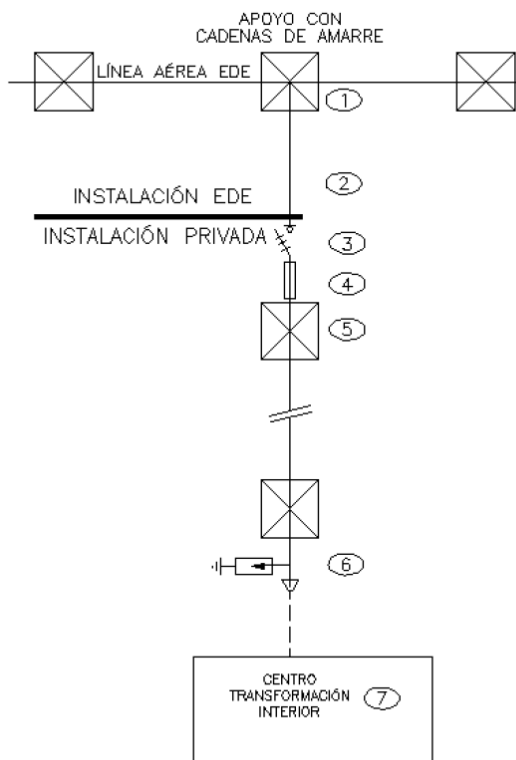


Figura 8. Esquema eléctrico para centros de transformación interiores, con una única acometida desde línea aérea siendo la derivación instalación privada. 1) Apoyo de entronque con cadenas de amarre. 2) Línea aérea EDE. Primer vano destensado. 3) Dispositivo de seccionamiento línea. Interruptor seccionador tripolar 4) Dispositivo protección línea: fusibles APR. 5) Primer apoyo de la derivación. Apoyo tipo final de línea. 6) Pararrayos de óxidos metálicos. 7) Centro de transformación de interior. Fuente: Endesa.

La parte de suministro de media tensión que corresponde a la instalación de *Endesa* según la figura 6, no se desarrolla en este proyecto, ya que es la compañía distribuidora la que asegura su correcto diseño y suministro.

Así entonces, para el diseño de la instalación eléctrica que dará suministro a la electrolinera se desarrollaran los puntos siguientes:

- Previsión de cargas
- Centro de transformación
- Instalación eléctrica de baja tensión

3.2.1 Previsión de cargas

La instalación eléctrica se dimensionará de tal forma que pueda dar suministro de forma segura a la previsión de cargas siguientes:

Tabla 1. Previsión de cargas de la electrolinera

Elemento	Cantidad	Potencia Útil (kW)	Eficiencia	Potencia Cons. (kW)
Cargador 400 kW	7	400	0,95	2947,4
Cargador 600 kW	1	600	0,95	631,6
Otras instalaciones	1	27,7	1	27,7
Potencia Total				3606,6

Así, el suministro en media tensión tendrá que ser capaz de poder entregar una potencia máxima de 3606,6 kW.

3.2.2 Centro de transformación

Según la norma NRZ102 (09-2018) de *Endesa*, el centro de transformación interior con acometida única des de derivación aérea privada con 2 o más transformadores seguirá el esquema de la figura 9, donde:

1. Dispositivo de seccionamiento línea: interruptor-seccionador tripolar de 400 A.
2. Dispositivo de protección línea: cortacircuitos fusibles de media tensión tipo APR de 200 A.
3. Pararrayos de intensidad de descarga de 10 kA
4. Celda de remonte
5. a) Conjunto de: Celda de protección con interruptor automático, protecciones sobreintensidad, 3 transformadores de intensidad, 3 transformadores de tensión.
b) Celda de interruptor seccionador con fusibles
6. Medida en media tensión formada por: 3 transformadores de intensidad, 3 transformadores de tensión, contador de energía y equipo comprobante.
7. Celda de interruptor seccionador con fusible para transformador 1
8. Celda de interruptor seccionador con fusible para transformador 2
9. Pararrayos de intensidad de descarga de 10 kA.
10. Transformador de potencia 1
11. Transformador de potencia 2.

TIPO ACOMETIDA 1

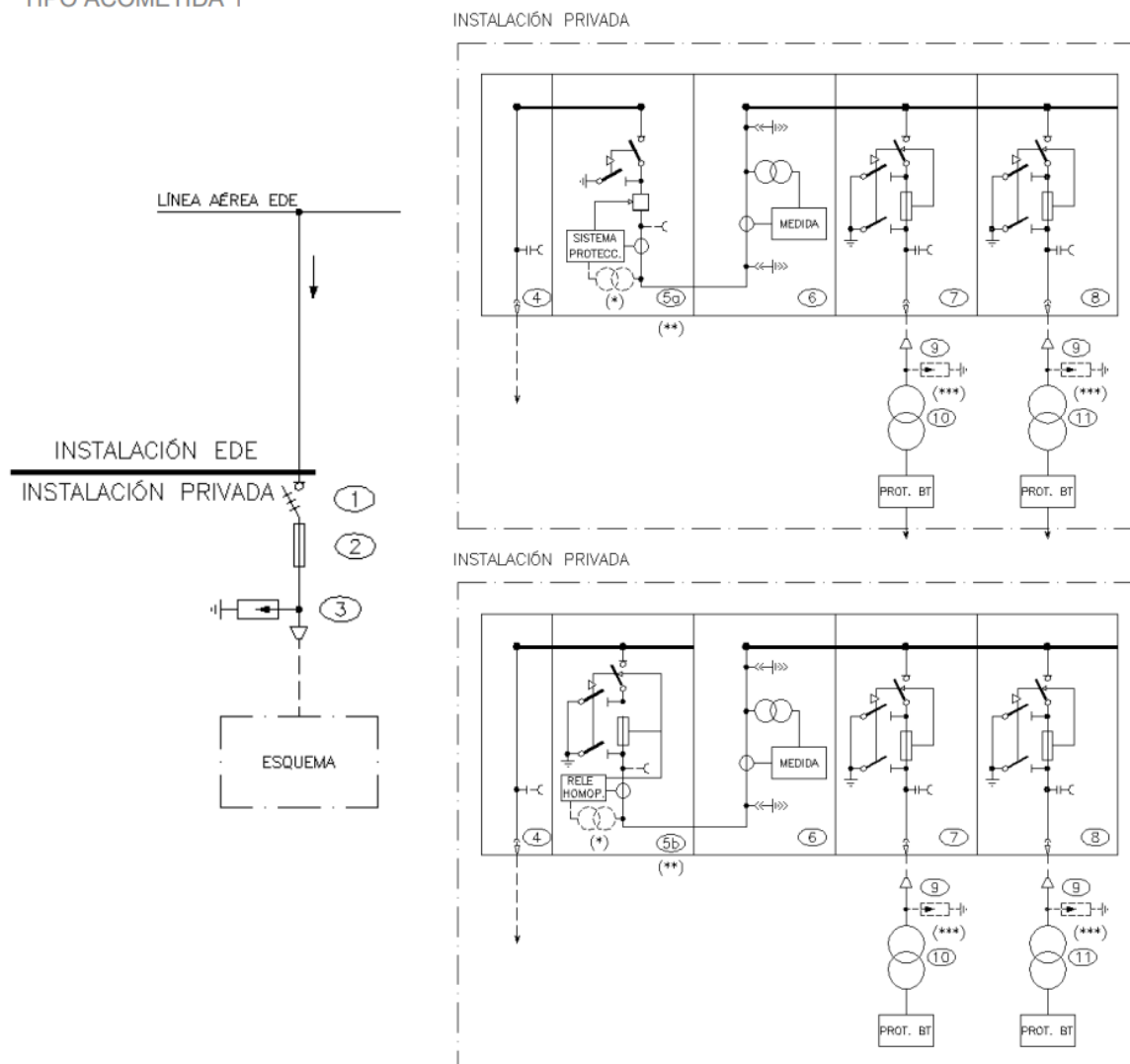


Figura 9. CT de interior con acometida única desde derivación aérea privada con 2 o más transformadores

El centro de transformación se ubica en un edificio prefabricado, monobloque, de hormigón armado, apto para contener los transformadores y la aparamenta descrita necesaria. Para la electrolinera diseñada se necesitará un total de 3 transformadores:

- 2 transformadores de 1600 kVA, que alimentaran las líneas 1 y 2, según tabla 2.
- 1 transformador de 1250 kVA, que alimentará la línea 3, según tabla 2.

El centro de transformación ha de cumplir con todos los requerimientos descritos en el apartado 7.2.1. de la norma NRZ102 de *Endesa*.

Para el cableado de media tensión correspondiente entre los puntos 1 y 10 del esquema de la figura 7, se ha de usar cable de aluminio de tensión nominal 18/30 kV, con pantalla y cubierta, de aislamiento de etileno propileno de alto módulo (HEPR), con cubierta de poliolefina termoplástica (Z1), de sección 1x95/25, que tiene una intensidad máxima admisible al aire de 275 A, que es una intensidad superior a la de los fusibles cortacircuitos existentes de 200 A.

A la salida de cada transformador, habrá un cuadro de baja tensión con seccionamiento en cabecera mediante pletinas deslizantes, de 4 salidas con base portafusibles vertical tripolar desconectable en carga, con fusibles de amperaje correspondiente a los valores de protección dispuestos en la tabla 3.

El transformador 1 de 1600 kVA alimenta las siguientes líneas: cargadores 1, 2 y 3.

El transformador 2 de 1600 kVA alimenta las siguientes líneas: cargadores 4, 5 y 6.

El transformador 3 de 1250 kVA alimenta las siguientes líneas: cargadores 7, 8 y otros usos.

3.2.3 Instalación eléctrica de baja tensión

Los circuitos principales que forman parte de la instalación eléctrica de baja tensión se muestran en la tabla 2.

Tabla 2. Circuitos Principales de la instalación eléctrica de baja tensión.

Circuito	Descripción	Potencia (W)	Longitud (m)
Línea 1	Línea que empieza en el secundario del transformador 1 y que alimenta los cargadores 1, 2 y 3, todos de 400 kW, y que acaba en el cuadro de baja tensión ubicado en el centro de transformación	1 263 158	5
Línea 2	Línea que empieza en el secundario del transformador 2 y que alimenta los cargadores 4, 5 y 6, todos de 400 kW, y que acaba en el cuadro de baja tensión ubicado en el centro de transformación	1 263 158	5
Línea 3	Línea que empieza en el secundario del transformador 3 y que alimenta los cargadores 7 y 8 (400 kW y 600 kW respectivamente) y otros usos (tienda, enchufes, alumbrado, etc.) que acaba en el cuadro de baja tensión ubicado en el centro de transformación	1 080 332	5
Línea 1			
Cargador 1	Línea interior que pasa por las protecciones correspondientes y que llega hasta el primer cargador.	421 053	20
Cargador 2	Línea interior que pasa por las protecciones correspondientes y que llega hasta el segundo cargador.	421 053	20
Cargador 3	Línea interior que pasa por las protecciones correspondientes y que llega hasta el tercer cargador.	421 053	45

Línea 2			
Cargador 4	Línea interior que pasa por las protecciones correspondientes y que llega hasta el cuarto cargador.	421 053	45
Cargador 5	Línea interior que pasa por las protecciones correspondientes y que llega hasta el quinto cargador.	421 053	60
Cargador 6	Línea interior que pasa por las protecciones correspondientes y que llega hasta el sexto cargador.	421 053	60
Línea 3			
Cargador 7	Línea interior que pasa por las protecciones correspondientes y que llega hasta el séptimo cargador.	421 053	75
Cargador 8	Línea interior que pasa por las protecciones correspondientes y que llega hasta el octavo cargador.	631 579	75
Otros Usos	Línea interior que pasa por las protecciones correspondientes y que llega al cuadro ya existente que alimenta otros usos: tienda, enchufes, alumbrado, etc.	27 700	30

En la tabla 3, se muestran las secciones del cableado necesarias para los conductores de fase, el conductor neutro y el conductor de protección, así como la intensidad nominal mínima que deben de tener y la intensidad de cortocircuito que tienen que soportar los dispositivos de protección.

Se utilizan conductores de cobre con aislamiento de 0,6/1 kV del tipo no propagador de la llama y con emisión de humos y opacidad reducida, tal y como se establece en la norma UNE 21123.

Tabla 3. Características principales de los circuitos en baja tensión.

Circuito	Sección comercial (mm²)	Sección del neutro (mm²)	Sección protección (mm²)	Intensidad de cortocircuito (A)	Protección (A)
Línea 1	6x (3x150)	6x150	6x95	2028	
Línea 2	6x (3x150)	6x150	6x95	2028	
Línea 3	5x (3x150)	5x150	5x95	1690	
Línea 1					
Cargador 1	2x (3x185)	2x185	2x95	670	630
Cargador 2	2x (3x185)	2x185	2x95	670	630
Cargador 3	2x (3x185)	2x185	2x95	670	630

Línea 2					
Cargador 4	2x (3x185)	2x185	2x95	670	630
Cargador 5	2x (3x185)	2x185	2x95	670	630
Cargador 6	2x (3x185)	2x185	2x95	670	630
Línea 3					
Cargador 7	2x (3x185)	2x185	2x95	670	630
Cargador 8	2x (3x400)	2x400	2x240	1060	1000
Otros Usos	3x10	10	10	64	40

La distribución de la instalación de baja tensión se hace de forma subterránea, y ha de cumplir según lo descrito por la ITC-BT-07 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Según la ITC-BT-13, en lugares que alberguen en su interior un centro de transformación para distribución de baja tensión, los fusibles del cuadro de baja tensión de dicho centro podrán utilizarse como protección de la línea general de alimentación (LGA), desempeñando la función de caja general de protección (CGP).

Así es el caso de la electrolinera, por lo que no hay CGP, y directamente del cuadro de baja tensión del centro de transformación salen las LGA hacia el cuadro de protección de cada cargador (cada LGA corresponde a cada cargador, y hay una última LGA para las necesidades correspondientes a otros usos).

En total hay 9 cuadros de protección correspondientes a cada cargador y a otros usos, que se ubican en un armario prefabricado en las inmediaciones del centro de transformación, para que las LGA sean lo más cortas posibles, y que están compuestos por los elementos descritos en el anexo A.2.

Las instalaciones dispondrán de puesta a tierra que debe cumplir con los requisitos del reglamento electrotécnico de baja tensión y concretamente con la instrucción técnica ITC-BT-18.

3.3 Planta Fotovoltaica

La planta solar fotovoltaica está dimensionada de forma que su producción anual total es igual a la demanda anual total de la electrolinera.

La planta ha sido diseñada mediante el software *System Advisor Model*, y a partir del cual se han sacado los datos para cálculos posteriores.

La planta está formada por los siguientes elementos, cuyas características técnicas se adjuntan en el anexo B:

12 144 placas fotovoltaicas del modelo *Sunpower SPR-X22-480-COM*, de 480,32 W de potencia nominal máxima, dispuestas en 1012 *strings* de 12 módulos. Representa una potencia total de 5,833 MW. El total de superficie de captación solar es de 26 231 m². Para poder albergar una planta solar de estas características se necesita un terreno de unas 9 hectáreas. Se ha estimado esta superficie a partir de los datos proporcionados por el programa SAM, y se han contrastado con plantas solares fotovoltaicas construidas y en funcionamiento. [44]

Las placas solares fotovoltaicas se encuentran dispuestas sobre una estructura fija, con orientación sur y una inclinación de 30°. Las filas de placas han de estar lo suficientemente separadas para no generar sombras unas sobre las otras que perjudiquen la producción óptima del campo fotovoltaico.

4 inversores del modelo *Schneider Electric Solar Inverter CS1666-3-NA*, de 1666 kW, y que representa una potencia total de 6,664 MW. Cada inversor estará alimentado por un total de 253 *strings*, mediante 11 entradas independientes formadas por 23 *strings* en paralelo cada una.

A partir de los datos extraídos del software, se obtienen las tablas de producción horaria para cada mes del año. A partir de los perfiles de demanda de la gasolinera, se ha obtenido también una tabla de demanda horaria para cada mes del año. La diferencia entre las dos tablas permite conocer la energía deficitaria o excedentaria para cada hora de un día tipo de cada mes del año.

A partir de esa diferencia se conoce el momento del año donde mayor es la energía deficitaria, es decir, el momento del año donde hay que comprar más energía a la red eléctrica, y que corresponde a las 17.00h de diciembre, y tiene un valor de 59 017 kWh. Al dividir este valor entre los 31 días de diciembre, se obtiene la potencia que habría que contratar a la compañía eléctrica y que corresponde a un valor de 1 904 kW.

También se obtienen los valores para la energía excedentaria y deficitaria total anual y que servirán para hacer el cálculo de la viabilidad económica de la electrolinera:

- Energía excedentaria: 2 752 466,48 kWh/año
- Energía deficitaria: -2 645 420,10 kWh/año

3.3.1 Instalación eléctrica de la planta fotovoltaica

3.3.1.1 Parte de corriente alterna

De igual forma que pasaba con la electrolinera, la instalación fotovoltaica se conecta a la red de media tensión mediante un centro de transformación que se diseña de acuerdo con los esquemas de las figuras 8 y 9,

1. Dispositivo de seccionamiento línea: interruptor-seccionador tripolar de 400 A.
2. Dispositivo de protección línea: cortacircuitos fusibles de media tensión tipo APR de 315 A.
3. Pararrayos de intensidad de descarga de 10 kA
4. Celda de remonte
5. a) Conjunto de: Celda de protección con interruptor automático, protecciones sobreintensidad, 3 transformadores de intensidad, 3 transformadores de tensión.
b) Celda de interruptor seccionador con fusibles
6. Medida en media tensión formada por: 3 transformadores de intensidad, 3 transformadores de tensión, contador de energía y equipo comprobante.
7. Celda de interruptor seccionador con fusible para transformador 1
8. Celda de interruptor seccionador con fusible para transformador 2
9. Pararrayos de intensidad de descarga de 10 kA.
10. Transformador de potencia 1
11. Transformador de potencia 2.

En el caso de la fotovoltaica se necesitan cuatro transformadores de 1600 kVA, uno para cada inversor fotovoltaico.

Para el cableado de media tensión correspondiente entre los puntos 1 y 10 del esquema de la figura 7, se ha de usar cable de aluminio de tensión nominal 18/30 kV, con pantalla y cubierta, de aislamiento de etileno propileno de alto módulo (HEPR), con cubierta de poliolefina termoplástica (Z1), de sección 1x150/25, que tiene una intensidad máxima admisible al aire de 360 A, que es una intensidad superior a la de los fusibles cortacircuitos existentes de 315 A.

A la salida de cada transformador, habrá un cuadro de baja tensión con seccionamiento en cabecera mediante pletinas deslizantes, de 4 salidas con base portafusibles vertical tripolar desconectable en carga, con fusibles de amperaje correspondiente a los valores de protección dispuestos en la tabla 5.

El transformador 1 de 1600 kVA alimenta las siguientes líneas: cargadores 1, 2 y 3.

El transformador 2 de 1600 kVA alimenta las siguientes líneas: cargadores 4, 5 y 6.

El transformador 3 de 1250 kVA alimenta las siguientes líneas: cargadores 7, 8 y otros usos.

Los circuitos principales que forman parte de la instalación eléctrica de baja tensión para la parte de corriente alterna se muestran en la tabla 4.

Tabla 4. Circuitos de la instalación eléctrica de la instalación fotovoltaica en la parte de corriente alterna

Circuito	Descripción	Potencia (W)	Longitud (m)
Inversor 1	Línea que conecta el secundario del primer transformador con el primer inversor.	1666000	20
Inversor 2	Línea que conecta el secundario del segundo transformador con el segundo inversor.	1666000	20
Inversor 3	Línea que conecta el secundario del tercer transformador con el tercer inversor.	1666000	20
Inversor 4	Línea que conecta el secundario del cuarto transformador con el cuarto inversor.	1666000	20

En la tabla 5, se muestran las secciones del cableado necesarias para las fases, el neutro y el conductor de protección, así como el amperaje y la intensidad de cortocircuito que tienen que soportar los dispositivos de protección.

Se utilizan conductores de cobre con aislamiento de 0,6/1 kV del tipo no propagador de la llama y con emisión de humos y opacidad reducida, tal y como se establece en la norma UNE 21123, que van protegidos sobre bandeja no perforada.

Tabla 5. Características principales de los circuitos de la parte alterna de la instalación fotovoltaica

Circuito	Sección comercial (mm²)	Sección del neutro (mm²)	Sección protección (mm²)	Intensidad de cortocircuito (A)	Protección (A)
Inversor 1	4x (3x300)	4x300	4x150	50624	2000
Inversor 2	4x (3x300)	4x300	4x150	50624	2000
Inversor 3	4x (3x300)	4x300	4x150	50624	2000
Inversor 4	4x (3x300)	4x300	4x150	50624	2000

Para la protección de estos circuitos hay un cuadro de protección para cada línea formado por los siguientes elementos:

Cuadro de protección 1 – inversor 1:

- Interruptor automático de 4P 2000 A y poder de corte de 135 kA.
- Relé de protección de corriente residual regulable entre 30 mA y 30 A.

Cuadro de protección 2 – inversor 2:

- Interruptor automático de 4P 2000 A y poder de corte de 135 kA.
- Relé de protección de corriente residual regulable entre 30 mA y 30 A.

Cuadro de protección 3 – inversor 3:

- Interruptor automático de 4P 2000 A y poder de corte de 135 kA.
- Relé de protección de corriente residual regulable entre 30 mA y 30 A.

Cuadro de protección 4 – inversor 4:

- Interruptor automático de 4P 2000 A y poder de corte de 135 kA.
- Relé de protección de corriente residual regulable entre 30 mA y 30 A.

3.3.1.2 Parte de corriente continua

Para la parte de corriente continua hay 11 entradas independientes para cada inversor, lo que hace un total de 44 entradas independientes. Cada entrada independiente está formada por 23 *strings* en paralelo. Estos *strings* en paralelo se juntan en una caja de agrupación de *Strings*, cuyas características técnicas se adjuntan en el anexo B. Cada *string* está protegido por fusibles de 15 A de clase gPV. La agrupación de *strings* está protegida por fusible de 160 A y protección contra sobretensiones.

Para la parte continua se han hecho los cálculos para un *string* tipo y una entrada independiente tipo, ya que todas son iguales. Para el cálculo de la sección del *string* tipo se ha escogido la mayor longitud, que es la más desfavorable, ya que los paneles más alejados del inversor tienen una mayor caída de tensión.

La caída de tensión de la instalación no será superior al 1,5%, tal y como se indica en el punto 5 de la ITC-BT-40 del REBT.

Así, las características principales de estos circuitos son las siguientes:

Tabla 6. Características principales de los circuitos de la parte continua de la instalación fotovoltaica.

Circuito	Sección comercial (mm ²)	Sección protección (mm ²)	Protección (A)
Entrada Tipo	35	35	160
<i>String</i> Tipo	10	10	15

El cableado será especial para instalaciones fotovoltaicas H1Z2Z2-K, libre de halógenos, con conductor de cobre estañado clase 5.

4 Análisis de la viabilidad económica

Para el análisis de la viabilidad económica se busca un valor para la venta del kWh de electricidad de la electrolinera que haga que un hipotético negocio basado en esta tecnología pueda ser viable.

Para ello, se usa el coste total de la implantación de la electrolinera y la instalación fotovoltaica, descrita en el presupuesto, correspondiente al apartado 5 de este documento. Este coste corresponde a la inversión inicial del proyecto.

Además, también se tienen que conocer los costes e ingresos anuales de la electrolinera, que representan las entradas y salidas del flujo de caja del proyecto.

Los costes anuales engloban los siguientes puntos:

- Compra de energía eléctrica a la compañía comercializadora de electricidad.
- Coste del personal.
- Coste de mantenimiento de las instalaciones.

Los ingresos anuales engloban los siguientes puntos:

- Compensación por autoconsumo de la energía eléctrica excedentaria a la compañía comercializadora de electricidad.
- Ingresos por la venta de electricidad para la carga de vehículos eléctricos (clientes).

El análisis de la viabilidad económica de la planta se ha hecho para tres supuestos casos, tal y como se muestran en la figura 10:

- Caso 1. Electrolinera con instalación fotovoltaica.
Inversión inicial: 5 829 801,03 €
Precio de venta para la carga ultrarrápida: 0,2300 €/kWh
Cash Flow Anual: 1 615 362,93 €
Payback o Período de recuperación: 3,78 años
VAN a 5 años: 1 797 036,64 €
TIR a 5 años: 15,30 %
- Caso 2. Electrolinera sin instalación fotovoltaica.
Inversión inicial: 1 580 152,11 €
Precio de venta para la carga ultrarrápida: 0,3769 €/kWh
Cash Flow Anual: 437 884,14 €
Payback o Período de recuperación: 3,78 años
VAN a 5 años: 487 291,17 €
TIR a 5 años: 15,30 %
- Caso 3. Electrolinera con instalación fotovoltaica y precio de venta superior.
Inversión inicial: 5 829 801,03 €
Precio de venta para la carga ultrarrápida: 0,3764 €/kWh

Cash Flow Anual: 2 979 629,63 €
 Payback o Período de recuperación: 2,02 años
 VAN a 5 años: 8 238 338,76 €
 TIR a 5 años: 46,64 %

El primer caso se ha hecho para un supuesto de un período de recuperación aceptable a cambio de un precio muy competitivo para la venta de energía eléctrica. De hecho, la energía se vende más barata en comparación con el precio de compra, tal y como se puede observar en el anexo A.5. correspondiente a los cálculos de la viabilidad económica.

El segundo caso parte del primero con la diferencia de no implementar la instalación fotovoltaica, pero manteniendo el período de recuperación de la inversión a cambio de una subida del precio de venta de la electricidad.

Finalmente, el tercer caso también parte del primero, pero con un precio de venta que es igual al del segundo caso.

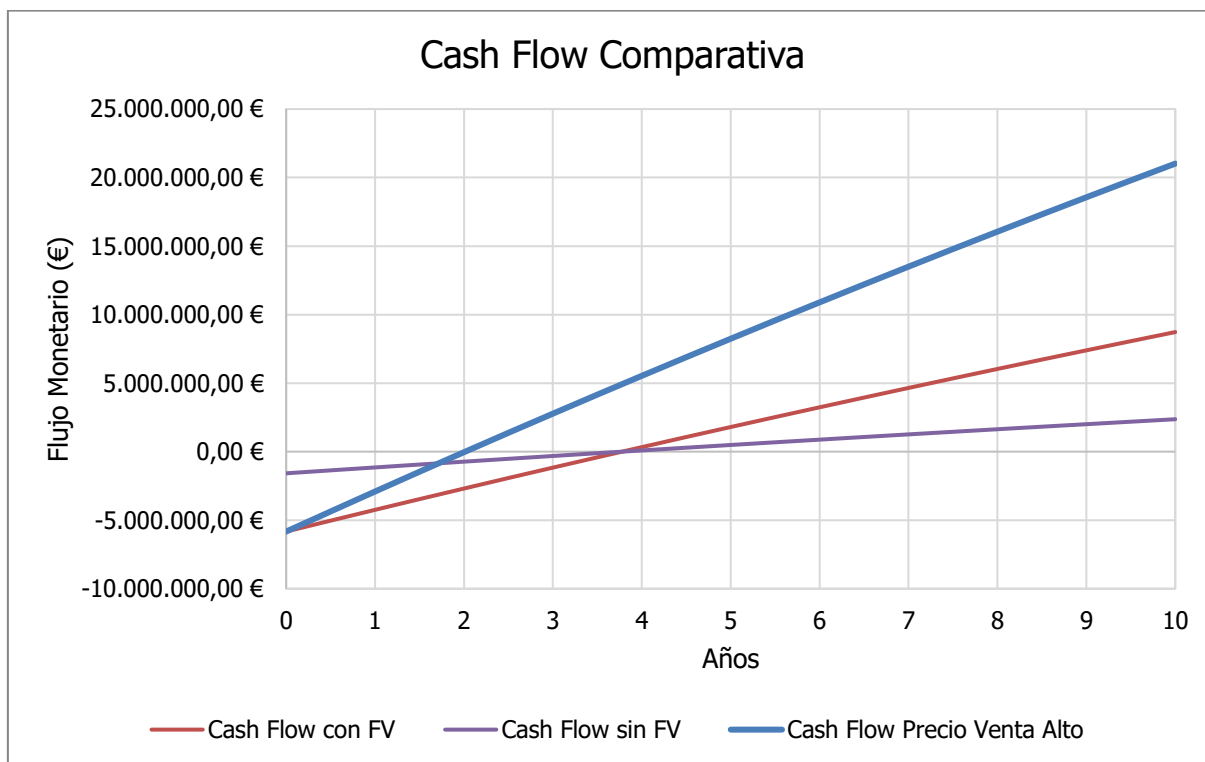


Figura 10. Comparativa del flujo de caja para diferentes casos de análisis de la viabilidad económica de la electrolinera.

Los pros y contras de cada situación analizada son los siguientes.

Caso 1:

- Pros: Precio de venta más competitivo y mayores beneficios a 10 años.
- Contras: Inversión más elevada y período de retorno más alto.

Caso 2:

- Pros: Inversión más baja.
- Contras: Menores beneficios a 10 años, precio menos competitivo y período de retorno más alto.

Caso 3:

- Pros: Período de retorno más bajo y mayores beneficios a 10 años.
- Contras: mayor inversión y precio menos competitivo.

A partir del estudio de cada caso se llega a la conclusión que la implantación de la instalación fotovoltaica es positiva para el proyecto, ya que se puede conseguir un precio de venta competitivo, a la vez que se obtienen unos flujos de caja correctos.

A partir de ese punto, la cuestión pasaría por hacer un estudio más exhaustivo para conocer el precio de venta óptima que suponga los mayores flujos de caja, pero sin perder clientela, manteniendo un precio de venta competitivo con respecto a la posible competencia. En todos los casos los precios obtenidos son inferiores a los precios de venta en cargadores ultrarrápidos del mercado, que oscilan entre los 0,39€/kWh y los 0,70 €/kWh. [45] [46] [47]

4.1 Comparativa con los combustibles convencionales

Para completar el análisis económico, también se deduce que la adquisición de electricidad para el funcionamiento de un coche eléctrico es más económica que la compra de combustible para un coche convencional, y lo que supone un ahorro para el usuario.

A partir de los cálculos expuestos en el anexo A.5. se llega a los siguientes valores, y suponiendo el caso 1 del apartado anterior:

- Precio del combustible convencional: 0,097 €/km.
- Precio de la electricidad para vehículo eléctrico: 0,051 €/km.

Con un uso anual del vehículo de 20 000 km [48], el ahorro anual para el usuario es de 878,47 €.

Suponiendo que la vida útil de un vehículo es de aproximadamente 300 000 km, el ahorro a lo largo de toda su vida es de 13 177,06 €. Y eso es solo teniendo en cuenta el precio del combustible, ya que, por ejemplo, el mantenimiento de un vehículo eléctrico puede suponer un ahorro de aproximadamente 200 € al año, respecto a un vehículo de MCI. [49]

Además, el uso del coche eléctrico genera un impacto medioambiental positivo referente al ahorro de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Para el cálculo del ahorro de emisiones de dióxido de carbono, se han tenido en cuenta los siguientes puntos:

- Ahorro de emisiones por la sustitución de combustibles por electricidad generada mediante energías renovables.
- Generación de emisiones en la producción, refinado y transporte de los combustibles.
- Generación de emisiones en el ciclo de vida de la planta fotovoltaica.
- Generación de emisiones en la producción del vehículo con MCI y vehículo eléctrico.
- No se ha tenido en cuenta la generación de emisiones por la construcción de la electrolinera, que se suponen despreciables en comparación con los otros parámetros.

Así, a partir de los cálculos efectuados se llega a las siguientes conclusiones:

- Se consigue un ahorro anual de 8 537,99 toneladas de emisiones de CO₂ a la atmosfera (sin tener en cuenta las emisiones por la producción del vehículo eléctrico).
- La producción de un vehículo eléctrico genera más de 14,46 toneladas de CO₂ en comparación con la producción de un vehículo de combustión, por unidad. [50] [51]
- La compra de un vehículo eléctrico compensa a partir de aproximadamente 80 000 km, referente a las emisiones de CO₂. Es decir, a partir de los 80 000 km conducidos, el coche eléctrico empieza a ser menos contaminante que el coche con MCI. El valor obtenido es similar a otros estudios que se han hecho al respecto, por ejemplo, el de *Volvo Cars*. [52]
- A lo largo de la vida útil de un vehículo eléctrico (300 000 km y 15 años), hay un ahorro total de aproximadamente 39,80 t de CO₂.
- Si se sustituyeran todos los turismos con MCI de España por vehículos eléctricos, se tendría un ahorro de 68,49 millones de toneladas de CO₂ al año.

Este es un ahorro en el que se ha tenido en cuenta el ciclo de vida completo del vehículo eléctrico, donde se han tenido en cuenta las infraestructuras necesarias para su carga, la producción de la electricidad necesaria para su funcionamiento y la propia fabricación del vehículo. Por lo que el valor calculado es un ahorro neto en emisiones de CO₂ a lo largo de la vida del vehículo eléctrico en comparación con un vehículo de MCI.

Es un ahorro que, con la llegada de baterías más eficientes y menos contaminantes (es la parte en la producción de un coche eléctrico que más contamina), irá aumentando a lo largo de los próximos años, y por lo que la producción de coches eléctricos compensará antes en términos de emisiones de CO₂.

Por ejemplo, con el uso de baterías de sodio que liberan una media de 70 kg de CO₂/kWh en su producción [53], se conseguiría que el vehículo eléctrico empezara a ser rentable a partir de los 32 620 km.

4.2 Impacto a nivel estatal

Extrapolando los datos anteriores, el impacto que supondría el cambio de todos los turismos con MCI por vehículos eléctricos a nivel estatal es el siguiente:

1. Se necesitaría instalar un total 6281 electrolineras de las mismas características que las calculadas en este trabajo.

2. Se necesitará instalar una potencia adicional de solar fotovoltaica de 36,64 GW. Para ver una comparativa, actualmente, en el estado español hay una potencia total instalada de 120,386 GW; según los datos oficiales de REE (Red Eléctrica Española) [54], por lo que se debería de aumentar en un 30% la potencia total instalada solo para cubrir la demanda de los turismos.

Del total de potencia instalada; 20,874 GW corresponden a solar fotovoltaica. Esta potencia debería de casi triplicarse y aumentar en 36,64 GW (hasta los 57,514 GW necesarios) para poder suplir la demanda calculada.

Según el PNIEC [2], para 2030 se espera que la potencia total instalada en España llegue hasta los 161 GW, de los cuales 39 GW corresponderían a la solar fotovoltaica. Según distintas empresas fotovoltaicas [55], se podrían alcanzar un total de 65 GW de potencia fotovoltaica total instalada para 2030.

Según estos datos, la construcción de plantas fotovoltaicas de esta potencia es totalmente viable, siempre que se haga de forma sensata, teniendo en cuenta que se tendrá que mejorar y adaptar la red eléctrica existente para que la transición energética hacia las renovables y su integración sea, no solo posible, sino eficiente. [56]

3. Se necesitaría una extensión total de 565,29 km² para todas las placas fotovoltaicas que habría que instalar. Para tener una idea, sería como llenar toda la ciudad de Madrid (606 km²) [57] de placas fotovoltaicas. Representa el 0,11% de la superficie total de España, por lo que es perfectamente viable.

5 Presupuesto

A continuación, se desglosa el presupuesto tanto para la electrolinera como para la instalación fotovoltaica.

<i>Cód.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cant.</i>	<i>Precio Unitario</i>	<i>Precio Total</i>
	ELECTROLINERA				
1.	Centro de transformación				
1.1.	Centro de transformación prefabricado, monobloque, de hormigón armado, de 4460x2380x3045 mm, apto para contener un transformador y la aparamenta necesaria.	ud	3	6.492,63 €	19.477,89 €
1.2.	Celda SM6 36 kV Seccionador + Fusible + Transformador de servicio auxiliar	ud	1	10.235,00 €	10.235,00 €
1.3.	Celda SM6 36 kV 400 A Pararrayos IMPE3616	ud	2	9.023,00 €	18.046,00 €
1.4.	Celda SM6 36 kV Remonte Barra 16kA 400 A	ud	1	3.167,00 €	3.167,00 €
1.5.	Celda SM6 36 kV Medida GBC2C con tres transformadores de intensidad y tres transformadores de tensión 16 kA	ud	1	15.992,00 €	15.992,00 €
1.6.	Celda SM6 36 kV Seccionador + Fusible	ud	4	10.235,00 €	40.940,00 €
1.7.	Transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 1250 kVA de potencia, de 24 kV de tensión asignada, 20 kV de tensión del primario y 420 V de tensión del secundario en vacío, de 50 Hz de frecuencia, y grupo de conexión Dyn11. Según UNE 21428, UNE-EN 50464 e IEC 60076-1.	ud	1	16.900,00 €	16.900,00 €
1.8.	Transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 1600 kVA de potencia, de 24 kV de tensión asignada, 20 kV de tensión del primario y 420 V de tensión del secundario en vacío, de 50 Hz de frecuencia, y grupo de conexión Dyn11. Según UNE 21428, UNE-EN 50464 e IEC 60076-1.	ud	2	19.900,00 €	39.800,00 €
1.9.	Cuadro de baja tensión con seccionamiento en cabecera mediante pletinas deslizantes, de 440 V de tensión asignada, 1600 A de intensidad nominal, 580x300x1810 mm, de 4 salidas con base portafusible vertical tripolar desconectable en carga de hasta 1260 A de intensidad nominal.	ud	1	1.352,67 €	1.352,67 €
1.10.	Cable eléctrico unipolar, Al Eprotenax H Compact "PRYSMIAN", tipo AL HEPRZ1 18/30 kV, tensión nominal 18/30 kV, reacción al fuego clase Fca, de 1x95/25 mm ² de sección.	m	100	12,62 €	1.262,00 €
1.11.	Elementos Auxiliares	ud	1	1.000,00 €	1.000,00 €
1.12.	Mano de Obra	h	120	22,00 €	2.640,00 €
2.	Cableado en Baja Tensión				
2.1.	Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 95 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1).	m	735	20,09 €	14.766,15 €

2.2.	Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 150 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1).	m	340	31,58 €	10.737,20 €
2.3.	Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 185 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1).	m	2600	38,80 €	100.880,00 €
2.4.	Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 240 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1).	m	150	48,94 €	7.341,00 €
2.5.	Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 400 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1).	m	600	88,70 €	53.220,00 €
2.6.	Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 10 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1).	m	150	2,49 €	373,50 €
2.7.	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 160 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 40 julios, con grado de protección IP549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado.	m	305	10,93 €	3.333,65 €
2.8.	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 200 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 40 julios, con grado de protección IP549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado.	m	75	19,52 €	1.464,00 €
2.9.	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 40 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 40 julios, con grado de protección IP549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado.	m	30	2,49 €	74,70 €
2.10.	Elementos Auxiliares	ud	1	1.000,00 €	1.000,00 €
2.11.	Mano de Obra	h	800	22,00 €	17.600,00 €
3.	Protecciones en Baja Tensión				
3.1.	Armario para exteriores Spatial SFHD Envolvente de acero para exterior HD - H1262 W600 D430 - IP55	ud	1	4.203,31 €	4.203,31 €

3.2.	Interruptor automático circuit breaker Compact NS630bN - Micrologic 2.0 - 630 A - 4 polos 4t	ud	8	13.158,52 €	105.268,16 €
3.3.	Interruptor automatico ComPacT NSXm100B 25kA AC 4P3R 40A TMD ELINK	ud	1	862,84 €	862,84 €
3.4.	Relé diferencial de protección de corriente residual RH99M 380a415Vca 50/60Hz	ud	9	647,30 €	5.825,70 €
3.5.	Sistema de puesta a tierra compuesto por: red de tierras de protección para la estación transformadora, suministro e instalación de conductor de cobre enterrado de 50 y 35 mm ² , Picas de cobre de 2m de longitud, con piezas especiales, accesorios y pequeño material incluido.	ud	1	20.000,00 €	20.000,00 €
3.6.	Mano de Obra	h	424	22,00 €	9.328,00 €
4.	Cargadores				
4.1.	Cargador Circontrol Raption 400 HPC	ud	7	100.000,00 €	700.000,00 €
4.2.	Cargador de 600 kW	ud	1	200.000,00 €	200.000,00 €
4.3.	Mano de Obra	h	128	22,00 €	2.816,00 €
5.	Obra Civil				
5.1.	Obra Civil	ud	1	40.000,00 €	40.000,00 €
6.	Otros				
6.1.	Seguridad y Salud	ud	1	20.000,00 €	20.000,00 €
6.2.	Gestión de Residuos	ud	1	15.000,00 €	15.000,00 €
6.3.	Imprevistos (5%)	ud	1	73.844,94 €	73.844,94 €
SUBTOTAL ELECTROLINERA					1.580.152,11 €
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					
7.	Centro de Transformación FV				
7.1.	Centro de transformación prefabricado, monobloque, de hormigón armado, de 4460x2380x3045 mm, apto para contener un transformador y la aparamenta necesaria.	ud	4	6.492,63 €	25.970,52 €
7.2.	Celda SM6 36 kV Seccionador + Fusible + Transformador de servicio auxiliar	ud	1	10.235,00 €	10.235,00 €
7.3.	Celda SM6 36 kV 400 A Pararrayos IMPE3616	ud	2	9.023,00 €	18.046,00 €
7.4.	Celda SM6 36 kV Remonte Barra 16kA 400 A	ud	1	3.167,00 €	3.167,00 €
7.5.	Celda SM6 36 kV Medida GBC2C con tres transformadores de intensidad y tres transformadores de tensión 16 kA	ud	1	15.992,00 €	15.992,00 €
7.6.	Celda SM6 36 kV Seccionador + Fusible	ud	5	10.235,00 €	51.175,00 €
7.7.	Transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 1600 kVA de potencia, de 24 kV de tensión asignada, 20 kV de tensión del primario y 420 V de tensión del secundario en vacío, de 50 Hz de frecuencia, y grupo de conexión Dyn11. Según UNE 21428, UNE-EN 50464 e IEC 60076-1.	ud	4	19.900,00 €	79.600,00 €
7.8.	Cuadro de baja tensión con seccionamiento en cabecera mediante pletinas deslizantes, de 440 V de tensión asignada, 2000 A de intensidad nominal, 580x300x1810 mm, de 4 salidas con base portafusible vertical tripolar desconectable en carga de hasta 2000 A de intensidad nominal.	ud	1	5.410,68 €	5.410,68 €

7.9.	Cable eléctrico unipolar, Al Eprotenax H Compact "PRYSMIAN", tipo AL HEPRZ1 18/30 kV, tensión nominal 18/30 kV, reacción al fuego clase Fca, de 1x150/25 mm ² de sección.	m	100	17,52 €	1.752,00 €
7.10.	Elementos Auxiliares	ud	1	1.000,00 €	1.000,00 €
7.11.	Mano de Obra	h	136	22,00 €	2.992,00 €
8.	Campo Fotovoltaico				
8.1.	Panel Fotovoltaico Sunpower SPR-X22-480-COM	ud	12144	129,00 €	1.566.576,00 €
8.2.	Soporte para panel fotovoltaico Sonne PV Estructura para 9 Paneles Coplanar Vertical	ud	1350	164,15 €	221.602,50 €
8.3.	Inversor Solar Schneider Electric Solar Inverter CS1666-3-NA	ud	4	200.000,00 €	800.000,00 €
8.4.	Mano de Obra	h	6136	22,00 €	134.992,00 €
9.	Cableado Fotovoltaica				
9.1.	Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 150 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1).	m	320	31,58 €	10.105,60 €
9.2.	Cable unipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 300 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1).	m	1280	63,05 €	80.704,00 €
9.3.	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 160 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 40 julios, con grado de protección IP549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado.	m	320	10,93 €	3.497,60 €
9.4.	Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x10 mm ² de sección	m	20240 0	2,03 €	410.872,00 €
9.5.	Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x10 mm ² de sección	m	220	5,50 €	1.210,00 €
9.6.	Tubo de PVC, serie B, de 32 mm de diámetro y 3 mm de espesor, con extremo abocardado, según UNE-EN 1329-1.	m	67500	1,49 €	100.575,00 €
9.7.	Tubo de PVC, serie B, de 50 mm de diámetro y 3 mm de espesor, con extremo abocardado, según UNE-EN 1329-1.	m	80	2,41 €	192,80 €
9.8.	Mano de Obra	h	2024	22,00 €	44.528,00 €
10.	Protecciones Fotovoltaica				

10.1	Caja Agrupadora de <i>Strings</i> , para un máximo de 24 <i>strings</i> . Con elementos de protección siguientes: - 23 bases portafusibles para corriente continua - 23 fusibles gPV de 16 A - Interruptor-seccionador de Ie máxima 200 A y tensión 1500 V. - Descargador de sobretensiones, 40 kA, 1500 Vdc	ud	44	2.289,00 €	100.716,00 €
10.2.	Armario para exteriores Spacial SFHD Envolvente de acero para exterior HD - H1262 W600 D430 - IP55	ud	1	4.203,31 €	4.203,31 €
10.3.	Interruptor automático COMPACT NS2000 NA 4P APAR. BASE	ud	4	23.479,12 €	93.916,48 €
10.4.	Relé diferencial de protección de corriente residual RH99M 380a415Vca 50/60Hz	ud	4	647,30 €	2.589,20 €
10.5.	Sistema de puesta a tierra compuesto por: red de tierras de protección para la estación transformadora, suministro e instalación de conductor de cobre enterrado de 50 y 35 mm ² , Picas de cobre de 2m de longitud, con piezas especiales, accesorios y pequeño material incluido.	ud	1	20.000,00 €	20.000,00 €
10.6.	Mano de Obra	h	712	22,00 €	15.664,00 €
11.	Obra Civil				
11.1.	Obra Civil	ud	1	120.000,00 €	120.000,00 €
12.	Otros				
12.1.	Seguridad y Salud	ud	1	55.000,00 €	55.000,00 €
12.2.	Gestión de Residuos	ud	1	45.000,00 €	45.000,00 €
12.3.	Imprevistos (5%)	ud	1	200.968,23 €	200.968,23 €
SUBTOTAL FOTOVOLTAICA					4.249.648,92 €
TOTAL					5.829.801,03 €

6 Conclusiones

Se han cumplido todos los objetivos planteados al inicio de este trabajo, mostrando resultados prometedores respecto al tiempo de retorno de la inversión y a la reducción de emisiones de dióxido de carbono. La electrolinera y la instalación fotovoltaica son viables tanto económica como técnicamente.

Se ha proyectado una electrolinera con 7 cargadores ultrarrápidos de 400 kW y otro de 600 kW, que puede suministrar una potencia de 3,4 MW. Se ha proyectado una planta fotovoltaica con balance energético cero, con 12 144 placas fotovoltaicas con una potencia de 5,833 MW; y 4 inversores con una potencia de 6,664 MW.

Teniendo en cuenta los flujos de caja, la inversión inicial para un proyecto de esta magnitud se recupera entre los 2 y los 4 años. El precio de venta de la electricidad al cliente es inferior a los precios de la competencia.

Los resultados también han sido positivos respecto a la reducción de emisiones de CO₂. Gracias a la electrolinera se ahorran 8 537,99 toneladas de emisiones de CO₂ a la atmosfera al año por la sustitución de combustibles fósiles por electricidad producida de forma limpia. A lo largo de la vida útil de un vehículo eléctrico, se ha calculado un ahorro potencial de aproximadamente 39,80 t de CO₂.

La sustitución de todos los turismos con MCI de España por vehículos eléctricos permitiría un ahorro de 68,49 millones de toneladas de CO₂ al año. Para ello, se deberían instalar 6281 electrolineras como la diseñada, que requerirían una potencia solar fotovoltaica instalada adicional de 36,64 GW y una extensión de 565,29 km².

El mayor desafío del sector de los vehículos eléctricos es el de encontrar una alternativa viable a las baterías de litio que se usan actualmente, por lo que la investigación está siendo clave. Ya se están desarrollando alternativas como las baterías de sodio y las baterías de estado sólido, que estarán disponibles en el mercado de forma casi inminente, por lo que su futuro es esperanzador.

A medida que se disponga en el mercado de baterías de mejores prestaciones y menos contaminantes, el ahorro de emisiones de dióxido de carbono será aún más favorable. Igualmente, el desarrollo de las tecnologías abaratará los equipos usados en este tipo de proyectos, reduciendo los tiempos de retorno de la inversión.

Finalmente, se ha comprobado que la transición energética puede ser viable. Para conseguirlo, se deberá de adaptar y mejorar la red eléctrica española. En este trabajo se ha hecho una reflexión al respecto, pero se deberá analizar en profundidad como la sustitución de los vehículos convencionales por vehículos eléctricos afectará técnicamente a las infraestructuras del Estado, y también como afectará a la sociedad, que usualmente ofrece resistencia al cambio.

7 Referencias

- [1] Comunicación de la comisión al parlamento europeo, al consejo, al comité económico y social europeo y al comité de las regiones: estrategia de movilidad sostenible e inteligente: encauzar el transporte europeo de cara al futuro. Bruselas: Comisión Europea. 9 de diciembre de 2020.
- [2] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Madrid. España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. 20 de Enero de 2020.
- [3] *Fit for 55: deal on charging and fuelling stations for alternative fuels.* (2023, marzo 28). Europa. Eu.
<https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20230327IPR78504/fit-for-55-deal-on-charging-and-fuelling-stations-for-alternative-fuels>
- [4] «electrolinera», «gasinera» e «hidrogenera», términos válidos. (2018, noviembre 2). FundéuRAE | Fundación del Español Urgente; FundéuRAE.
<https://www.fundeu.es/recomendacion/electrolinera-gasinera-hidrogenera/>
- [5] Carga rápida para vehículos eléctricos, ¿cómo funcionan? (2019, octubre 14). Velatia.
<https://www.velatia.com/es/blog/como-funciona-una-estacion-de-carga-rapida-para-vehiculos-electricos/>
- [6] Pérez, A. (2023, marzo 22). CATL ya produce en serie las baterías con 1.000 km de autonomía y hay un coche eléctrico que las monta. Híbridos y Eléctricos.
https://www.hibridosyelectricos.com/coches/baterias-catl-1000-km-autonomia-producen-en-masa-coche-eectrico-monta_68818_102.html
- [7] Díaz, B., & García, D. (2021, febrero 2). Los 22 coches eléctricos con más autonomía del mercado. Car and Driver. <https://www.caranddriver.com/es/coches/planeta-motor/g35350195/vehiculos-electricos-autonomia/>
- [8] Ritchie, H. (2023, febrero 27). *The end of range anxiety: how has the range of electric cars changed over time? Sustainability by Numbers.*
<https://hannahritchie.substack.com/p/electric-car-range>
- [9] *Autonomous, Connected, Electric and Shared vehicles: Disrupting the automotive and mobility sectors.* (s/f). Sae.org. Recuperado el 2 de junio de 2023, de <https://www.sae.org/publications/books/content/r-517/>
- [10] Gutiérrez, D. (2019, julio 13). Siglas de coches eléctricos: BEV, HEV, PHEV, MHEV, FCEV... ¿Qué significan? Híbridos y Eléctricos.
https://www.hibridosyelectricos.com/coches/significado-siglas-coches-electricos_29022_102.html

- [11] *What is a battery electric vehicle (BEV)*. (s. f.). X-engineer.org. Recuperado 2 de junio de 2023, de <https://x-engineer.org/battery-electric-vehicle-bev/>
- [12] Gong, W., Wei, S., Ruan, S., & Shen, C. (2019). *Electrospun coaxial PPESK/PVDF fibrous membranes with thermal shutdown property used for lithium-ion batteries*. *Materials Letters*, 244, 126-129. <https://doi.org/10.1016/j.matlet.2019.02.009>
- [13] Zhang, Y., Jiang, J., An, Y., Wu, L., Dou, H., Zhang, J., Zhang, Y., Wu, S., Dong, M., Zhang, X., & Guo, Z. (2020). *Sodium-ion capacitors: Materials, mechanism, and challenges*. *ChemSusChem*, 13(10), 2522–2539. <https://doi.org/10.1002/cssc.201903440>
- [14] *Lithium-ion battery pack prices rise for first time to an average of \$151/kWh*. (2022, diciembre 6). BloombergNEF. <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/>
- [15] *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report*. Departamento de Energía de los Estados Unidos. p.8. Julio de 2019.
- [16] Ma, S., Jiang, M., Tao, P., Song, C., Wu, J., Wang, J., Deng, T., & Shang, W. (2018). *Temperature effect and thermal impact in lithium-ion batteries: A review*. *Progress in Natural Science: Communication of State Key Laboratories of China*, 28(6), 653–666. <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2018.11.002>
- [17] *The trouble with lithium under the microscope*. (2008). Archive.org. https://web.archive.org/web/20110714074508/http://www.meridian-int-res.com/Projects/Lithium_Microscope.pdf
- [18] *Lithium statistics and information*. (s/f). Usgs.gov. Recuperado el 2 de junio de 2023, de <https://www.usgs.gov/centers/national-minerals-information-center/lithium-statistics-and-information>
- [19] *It's time to get serious about recycling lithium-ion batteries*. (s/f). Acs.org. Recuperado el 2 de junio de 2023, de <https://cen.acs.org/materials/energy-storage/time-serious-recycling-lithium/97/i28>
- [20] Evergreen, S. (2022, abril 19). *Lithium costs a lot of money—so why aren't we recycling lithium batteries?* *Ars Technica*. <https://arstechnica.com/science/2022/04/lithium-costs-a-lot-of-money-so-why-arent-we-recycling-lithium-batteries/>
- [21] Zhang, P. (2023, abril 20). *CATL, BYD's sodium-ion batteries both to be in mass production within this year, report says*. *CnEVPost*. <https://cnevpost.com/2023/04/20/catl-byd-sodium-ion-batteries-mass-production-this-year-report/>
- [22] *Batería de sodio de Natron Energy*. (2021, abril 3). Natron; Natron Energy. <https://natron.energy/product/>

- [23] Peters, J., Peña Cruz, A., & Weil, M. (2019). *Exploring the economic potential of sodium-ion batteries*. *Batteries*, 5(1), 10. <https://doi.org/10.3390/batteries5010010>
- [24] McDee, M. (2022, octubre 29). *CATL to begin mass production of sodium-ion batteries next year*. ArenaEV. <https://www.arenaev.com/catl-to-begin-mass-production-of-sodium-ion-batteries-next-year-news-930.php>
- [25] Lamb, J., & Manthiram, A. (2022). *Stable sodium-based batteries with advanced electrolytes and layered-oxide cathodes*. *ACS Applied Materials & Interfaces*, 14(25), 28865-28872. <https://doi.org/10.1021/acami.2c05402>
- [26] *Are solid-state batteries the holy grail for 2030?* (s. f.). DNV. Recuperado 2 de junio de 2023, de <https://www.dnv.com/to2030/technology/are-solid-state-batteries-the-holy-grail-for-2030.html>
- [27] Ping, W., Yang, C., Bao, Y., Wang, C., Xie, H., Hitz, E., Cheng, J., Li, T., & Hu, L. (2019). *A silicon anode for garnet-based all-solid-state batteries: Interfaces and nanomechanics*. *Energy Storage Materials*, 21, 246-252. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2019.06.024>
- [28] *Are there any lithium battery alternatives?* (s. f.). New Scientist (1971). Recuperado 2 de junio de 2023, de <https://www.newscientist.com/question/lithium-battery-alternatives/>
- [29] Cavallo, C. (s. f.). *7 lithium battery alternatives*. Thomasnet.com. Recuperado 2 de junio de 2023, de <https://www.thomasnet.com/insights/7-lithium-battery-alternatives/>
- [30] Pilkington, B. (2022, mayo 16). *Sustainable alternatives to lithium use in batteries*. Azocleantech.com. <https://www.azocleantech.com/article.aspx?ArticleID=1538>
- [31] PTI. (2022, agosto 3). *Low-cost, sustainable alternative to lithium-ion batteries found*. Economic Times. <https://economictimes.indiatimes.com/industry/renewables/low-cost-sustainable-alternative-to-lithium-ion-batteries-found/articleshow/93325123.cms>
- [32] *The Big Battery Challenge: 3 potential alternatives to lithium-ion*. (s. f.). Imeche.org. Recuperado 2 de junio de 2023, de <https://www.imeche.org/news/news-article/the-big-battery-challenge-3-potential-alternatives-to-lithium-ion>
- [33] *ACEA position and recommendations for the standardization of the charging of electrically chargeable vehicles*. ACEA (Asociación Europea de Fabricantes de Automóviles). Bruselas. 2 de marzo de 2011.
- [34] Archivo: *Electric car charging* (ACEA terminology). svg. (s. f.). Wikimedia.org. Recuperado 2 de junio de 2023, de <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=108694591>

- [35] Wikipedia contributors. (2023, marzo 15). SAE J1772. Wikipedia, The Free Encyclopedia. https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=SAE_J1772&oldid=1144704107
- [36] Wikipedia contributors. (s. f.). IEC 62196. Wikipedia, The Free Encyclopedia. https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=IEC_62196&oldid=149642545
- [37] *The Four EV Charging Modes in the IEC 61851 Standard*. (S. f.). Allaboutcircuits.com. Recuperado 2 de junio de 2023, de <https://www.allaboutcircuits.com/technical-articles/four-ev-charging-modes-iec61851-standard/>
- [38] Siavash Khalili, Eetu Rantanen, Dmitrii Bogdanov y Christian Breyer. *Global Transportation Demand Development with Impacts on the Energy Demand and Greenhouse Gas Emissions in a Climate-Constrained World*. School of Energy Systems, LUT University, Yliopistonkatu 34, 53850 Lappeenranta, Finland. 12 de Octubre de 2019. pp. 19-21.
- [39] transporte por carretera: combustión. Gob.es. Recuperado 2 de junio de 2023, de https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/07_tpte_carretera_combustion_tcm30-541769.pdf
- [40] Mediokj, P. C. (s. f.). Poder calorífico de maderas y residuos agrícolas combustible. Xtec.cat. Recuperado 2 de junio de 2023, de http://www.xtec.cat/~aferrer8/Combustibles_TFR.pdf
- [41] Google Maps. (s. f.). Google.Es. Recuperado 2 de junio de 2023, de <https://www.google.es/maps/place/Estaci%C3%B3n+de+servicio+Cepsa/@41.4893884,0.8569739,15z/data=!4m6!3m5!1s0x12a6c6fd2bb691fd:0x4a155f6369568f70!8m2!3d41.489389!4d0.8655!16s%2Fg%2F11bwszq4th?entry=ttu>
- [42] EV database. (s. f.). EV Database. Recuperado 2 de junio de 2023, de <https://ev-database.org/cheatsheet/energy-consumption-electric-car>
- [43] Diari Oficial de la Generalitat de Catalunya Núm. 4827 – 22.2.2007 6425. Diba.cat. Recuperado 2 de junio de 2023, de https://dibaaps.diba.cat/vnis/temp/CIDO_dogc_2007_02_20070222_DOGC_20070222_009_144.pdf
- [44] Álvarez, C., & Zafra, M. (2021, enero 23). Cuánto ocupan las megacentrales solares: investigadores alertan del impacto del 'boom' fotovoltaico. Ediciones EL PAÍS S.L. <https://elpais.com/clima-y-medio-ambiente/2021-01-23/cuanto-ocupan-las-megacentrales-solares-investigadores-alertan-del-impacto-del-boom-fotovoltaico.html>
- [45] Fernández, P. (2023, febrero 26). Los trámites necesarios para instalar un punto de recarga para el coche eléctrico. ABC.es. <https://www.abc.es/motor/motoreco/tramites-necesarios-instalar-punto-recarga-coche-electrico-20230222170131-nt.html>

[46] Noya, C. (2021, mayo 5). Precios de la carga rápida para coches eléctricos en España. Wenea sube al primer puesto. [forococheelectricos](https://forococheelectricos.com/2021/05/precios-de-la-carga-rapida-para-coches-electricos-en-espana-wenea-sube-al-primer-puesto.html); [Forococheeléctricos](https://forococheelectricos.com/2021/05/precios-de-la-carga-rapida-para-coches-electricos-en-espana-wenea-sube-al-primer-puesto.html). <https://forococheelectricos.com/2021/05/precios-de-la-carga-rapida-para-coches-electricos-en-espana-wenea-sube-al-primer-puesto.html>

[47] Precio cargar coche eléctrico. Precios carga pública. (2021, enero 21). Wenea. <https://wenea.com/precios/>

[48] ¿Cuántos kilómetros hace un coche al año en España? (S. f.). Brandcars.es. Recuperado 2 de junio de 2023, de <https://brandcars.es/cuantos-kilometros-hace-un-coche-al-ano-en-espana/>

[49] Munguía, S. F. (2021, mayo 1). ¿Es realmente más barato el mantenimiento de un coche eléctrico? Hacemos los números. Xataka.com; Xataka. <https://www.xataka.com/vehiculos/realmente-barato-mantenimiento-coche-electrico-hacemos-numeros-1>

[50] Gómez, J. L. (2020, agosto 13). Comparamos la huella de carbono de un coche de gasolina y un eléctrico: ¿Cuál emite más CO2? ¿Cuál tiene un menor coste de uso? Diariomotor. <https://www.diariomotor.com/reportajes/huella-carbono-emite-co2-gasolina-electrico/>

[51] Ryuji Kawamoto, Hideo Mochizuki, Yoshihisa Moriguchi, Takahiro Nakano, Masayuki Motohashi, Yuji Sakai y Atsushi Inaba. *Estimation of CO2 Emissions of Internal Combustion Engine Vehicle and Battery Electric Vehicle Using LCA*. 11 de Mayo de 2019.

[52] de la Torre Reyes, A. (2021, noviembre 25). Un nuevo estudio revela que fabricar un coche eléctrico contamina más que uno de gasolina. Autopista.es. https://www.autopista.es/noticias-motor/nuevo-estudio-revela-fabricar-coche-electrico-contamina-mas-gasolina_247013_102.html

[53] Peters, J. F., Baumann, M., Binder, J. R., & Weil, M. (2021). *On the environmental competitiveness of sodium-ion batteries under a full life cycle perspective – a cell-chemistry specific modelling approach*. *Sustainable Energy & Fuels*, 5(24), 6414-6429. <https://doi.org/10.1039/d1se01292d>

[54] REData - Potencia instalada. (s. f.). Ree.es. Recuperado 3 de junio de 2023, de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>

[55] Empresas fotovoltaicas creen que se puede llegar a 65 GW instalados en 2030. (s. f.). Ifema.es; IFEMA MADRID. Recuperado 3 de junio de 2023, de <https://www.ifema.es/genera/notas-prensa/empresas-fotovoltaicas>

[56] Hacer posible la transición energética. Red eléctrica y la integración de renovables. (s/f). Ree.es. Recuperado el 3 de junio de 2023, de https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Transicion_Energetica.pdf

[57] Instituto Geográfico Nacional. (s. f.). Instituto Geográfico Nacional. Geoportal oficial del Instituto Geográfico Nacional de España. Recuperado 3 de junio de 2023, de <https://www.ign.es/web/ane-datos-geograficos/-/datos-geograficos/datosPoblacion?tipoBusqueda=municipios>

[58] Eduardo López Padilla. 2022. Estudi preliminar de la viabilitat econòmica d'una hidrogenera amb autogeneració al 2030. TFM. Universitat Rovira i Virgili.

[59] Tarifas de electricidad. (2014, julio 15). Som Energia; Som Energia SCCL. <https://www.somenergia.coop/es/tarifas-de-electricidad/>

[60] Precios de los derivados del petróleo: España. (s. f.). Datosmacro.com. Recuperado 2 de junio de 2023, de <https://datosmacro.expansion.com/energia/precios-gasolina-diesel-calefaccion/espana>

[61] Consumo y emisiones de CO2 (s. f.). IDAE -. Idae.es. Recuperado 2 de junio de 2023, de <https://coches.idae.es/consumo-de-carburante-y-emisiones>

[62] López Martínez, José María and Flores Holgado, María Nuria and Lumbreras Martin, Julio and Villimar, Rosalia and Pascual Castaño, Isabel Cristina (2010). Análisis de las emisiones de CO2 en la producción de las fuentes energéticas utilizadas en el transporte por carretera. In: "IX Congreso de Ingeniería del Transporte, CIT 2010", 07/07/2010 - 09/07/2010, Madrid, España.

[63] United Nations. (s. f.). La promesa de la energía solar: Estrategia energética para reducir las emisiones de carbono en el siglo XXI | Naciones Unidas. Recuperado 2 de junio de 2023, de <https://www.un.org/es/chronicle/article/la-promesa-de-la-energia-solar-estrategia-energetica-para-reducir-las-emisiones-de-carbono-en-el>

[64] Energy data. Eurostat (S/f). Europa.eu. Recuperado el 17 de noviembre de 2022, de <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/11099022/KS-HB-20-001-EN-N.pdf/bf891880-1e3e-b4ba-0061-19810ebf2c64?t=1594715608000>

[65] Es, W. I. (s. f.). Muévete con un Plan. Movilidad-idae.com. Recuperado 2 de junio de 2023, de https://www.movilidad-idae.com/sites/default/files/2019-06/Guia-IDAE-019_PTT.PDF

Mateusz Grzegorz Sobieraj

**Proyecto de análisis de la viabilidad económica de la
implantación de una electrolinera con autogeneración para el
año 2030. Anexos.**

Trabajo de Fin de Máster

Dirigido por Dr. Rodríguez Carabias, Joaquín Andrés

Màster en Enginyeria Industrial



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2023

A. Cálculos

A.1. Diseño de cargadores

Los datos correspondientes al perfil de demanda horaria de la gasolinera escogida han sido proporcionados a partir de los datos disponibles en internet, concretamente en el servidor de aplicaciones de mapas *Google Maps* [41], que genera gráficos de la concurrencia que hay en un establecimiento en función del tiempo. Estos datos solo se proporcionan en forma de gráfico y no aportan un valor concreto de consumidores.

Mediante el uso de una hoja de cálculo, como la aplicación *Microsoft Excel*, se puede hacer una aproximación de estos datos. Para ello, se toma una captura de pantalla del perfil de la gasolinera, tal y como se aprecia en la figura 11. [58]

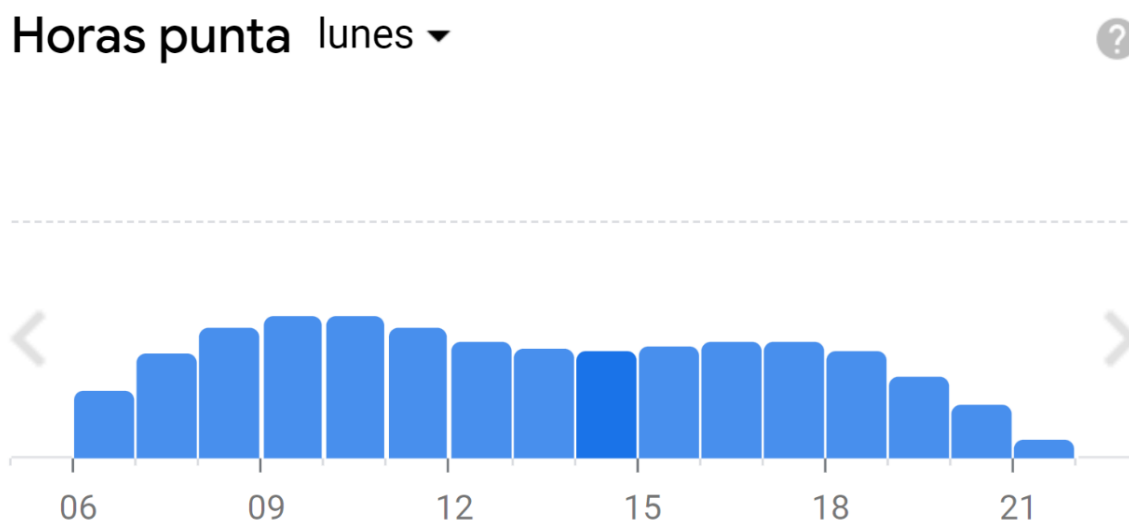


Figura 11. Perfil de concurrencia de la electrolinera. Fuente: Google Maps.

Esta captura de pantalla se lleva a la hoja de cálculo, y se colorean aquellas celdas de *Excel* que coinciden con la imagen, al estar esta sobrepuesta sobre la hoja de cálculo. Las celdas coloreadas se cuentan para cada hora del perfil, por lo que se puede saber cuántas celdas relativas corresponden a cada hora respecto al total semanal.

Una vez se conoce este valor relativo, se multiplica por el consumo semanal de la electrolinera calculado. De esta forma se conoce el consumo correspondiente a cada hora de la semana. A continuación, se muestran los perfiles para cada día de la semana.

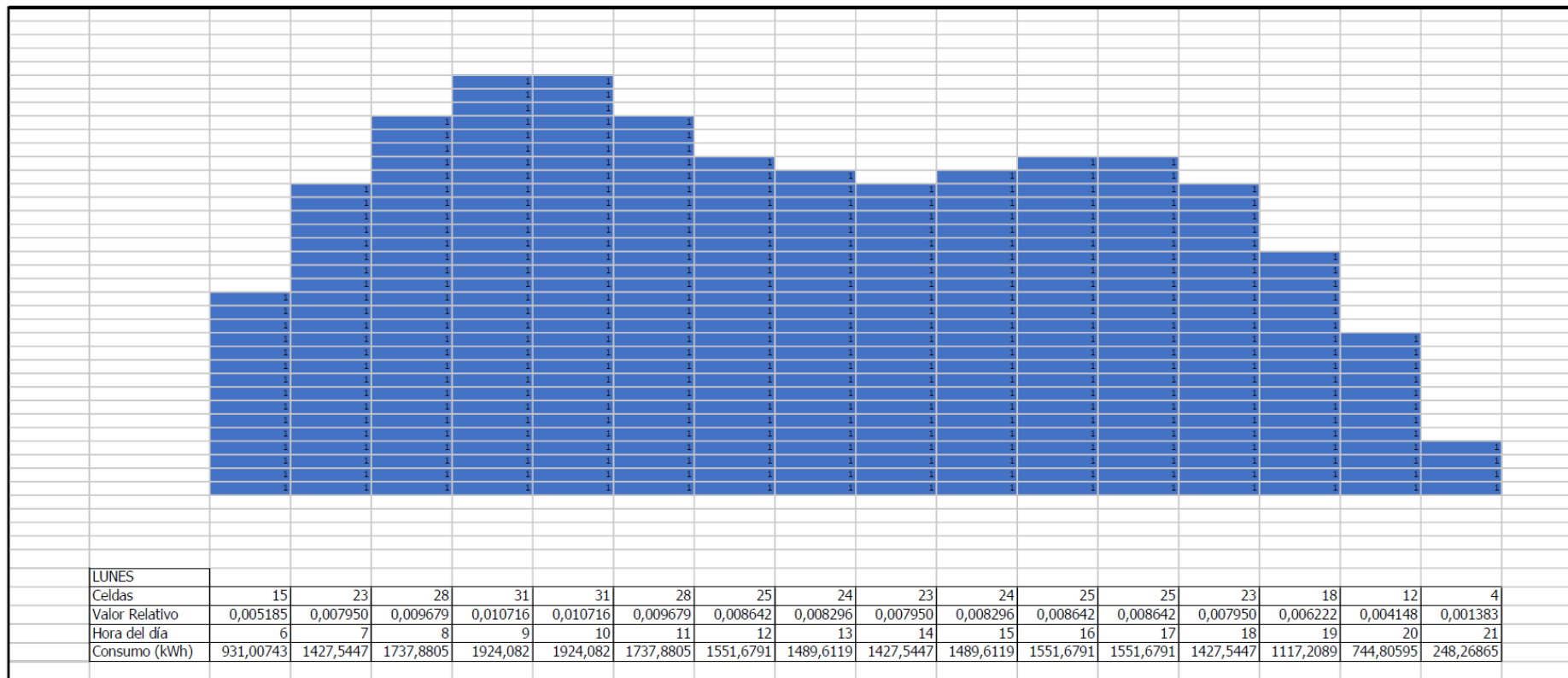


Figura 12. Perfil de consumo en la electrolinera para un día tipo lunes.

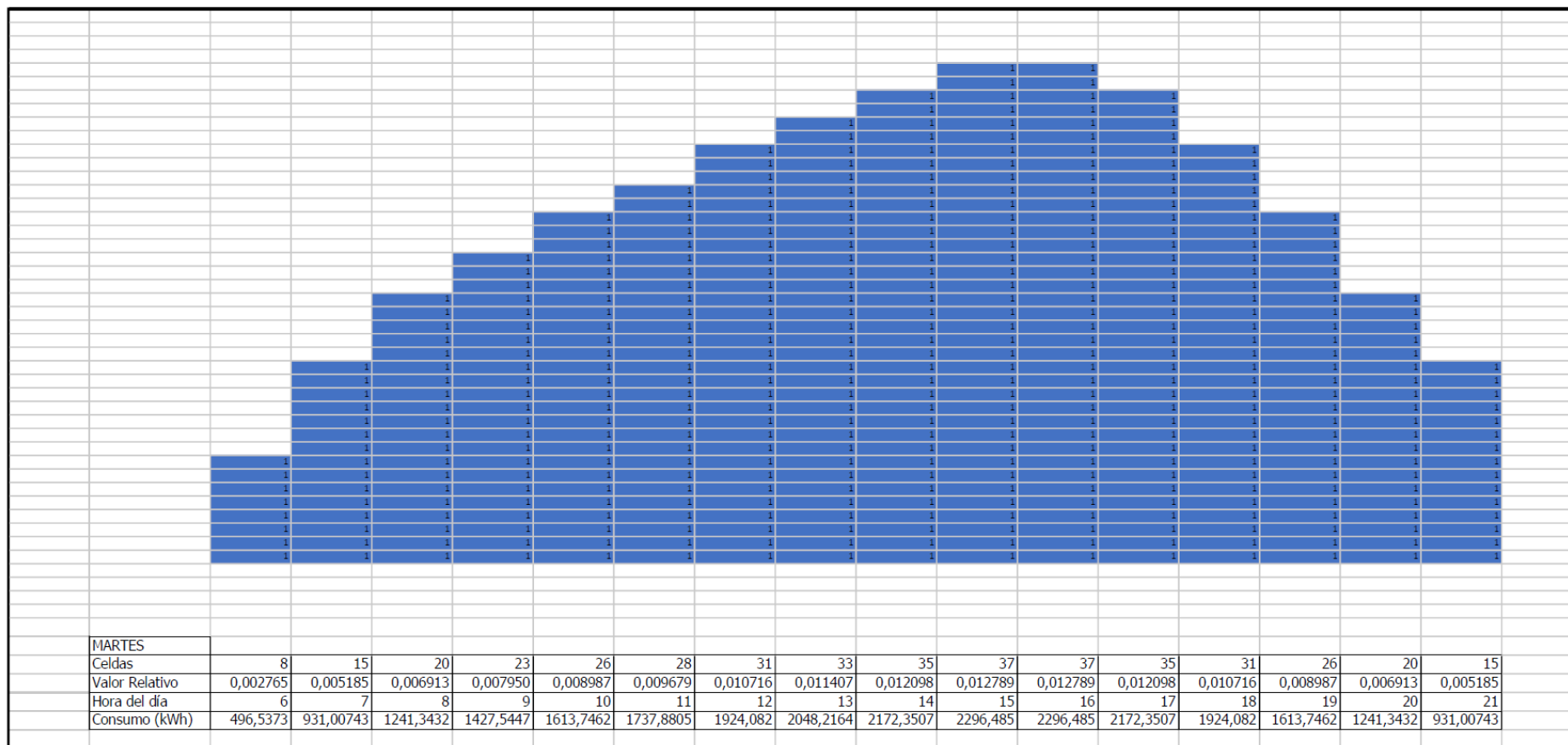


Figura 13. Perfil de consumo en la electrolinera para un día tipo martes.

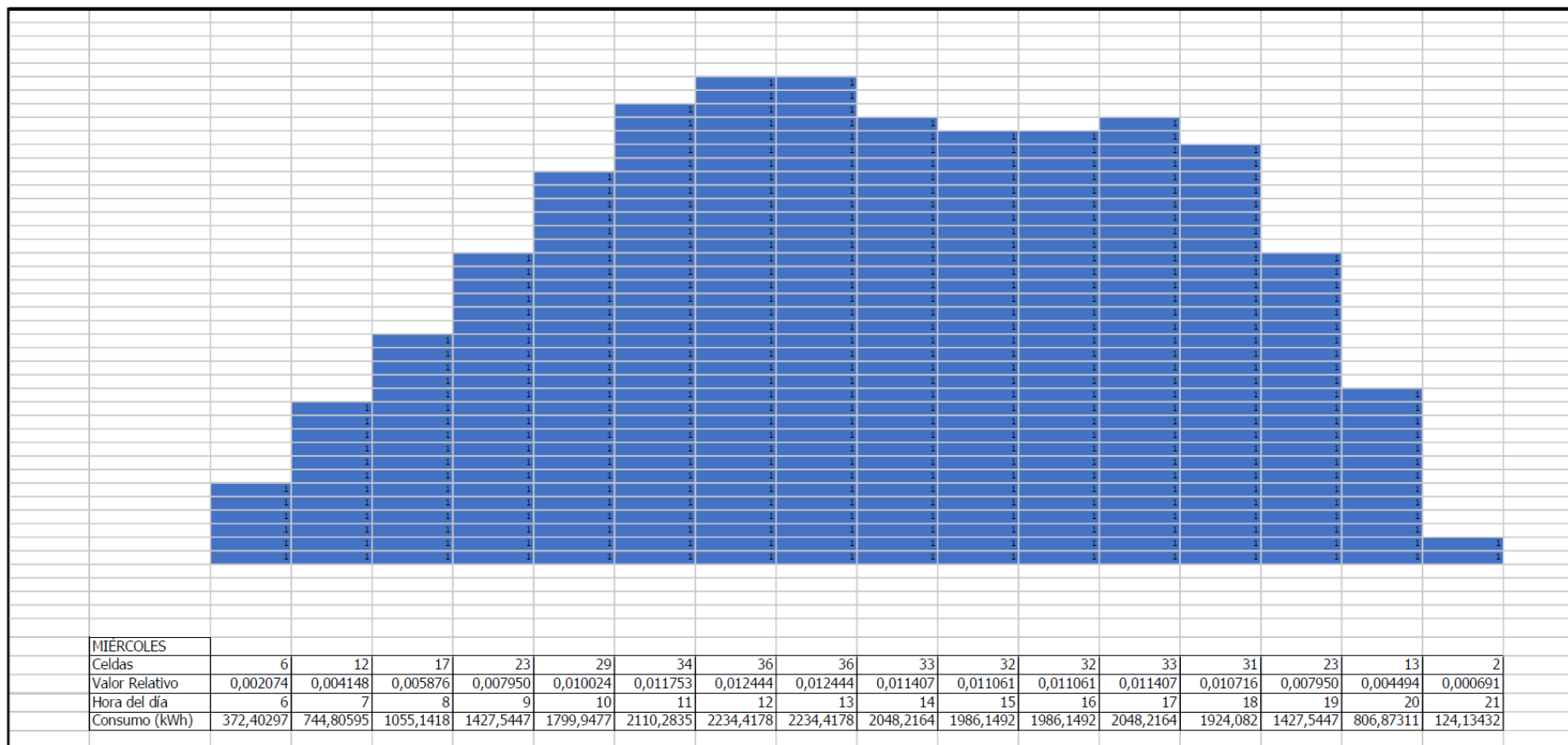


Figura 14. Perfil de consumo en la electrolinera para un día tipo miércoles.

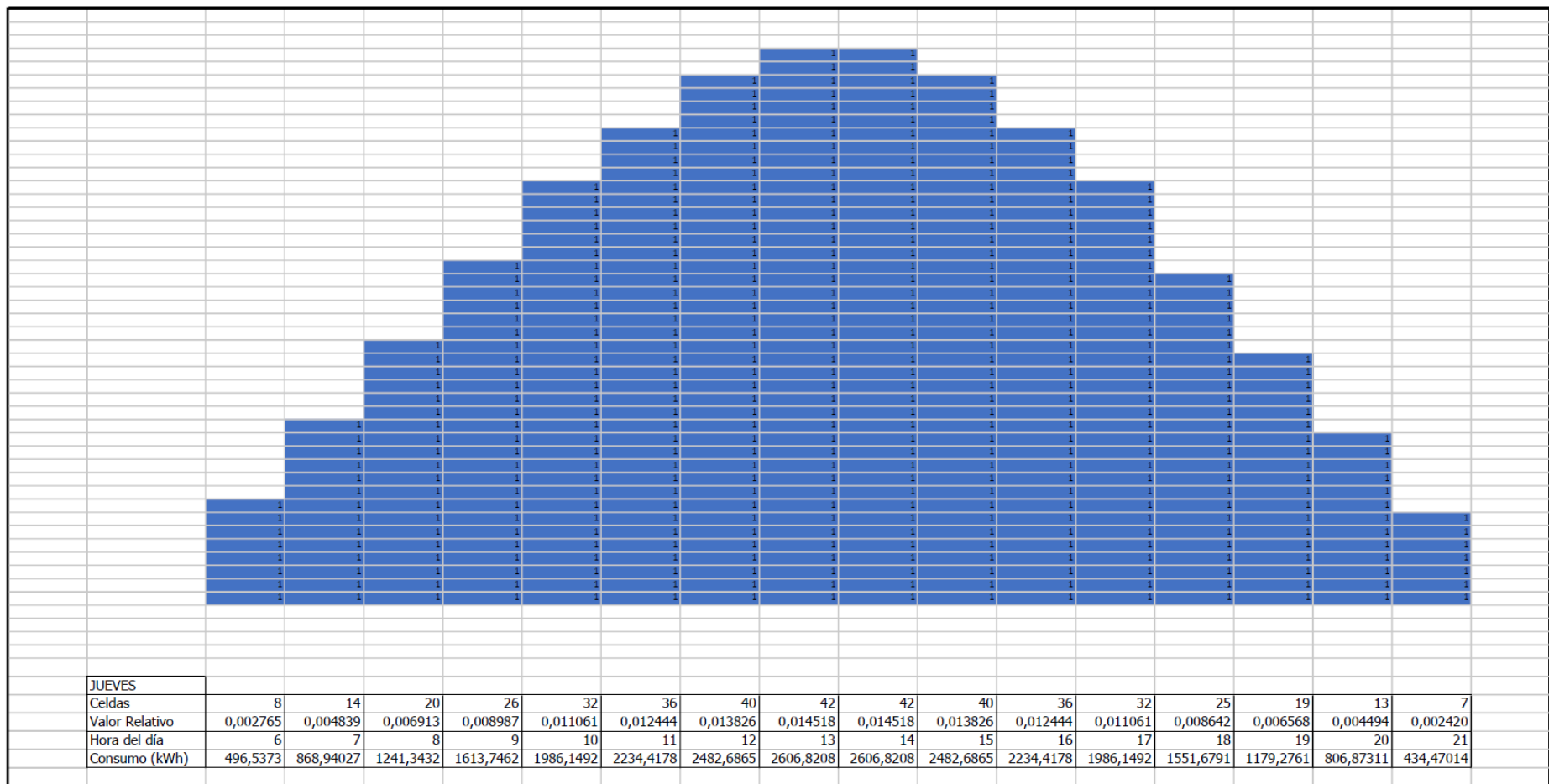


Figura 15. Perfil de consumo en la electrolinera para un día tipo jueves.

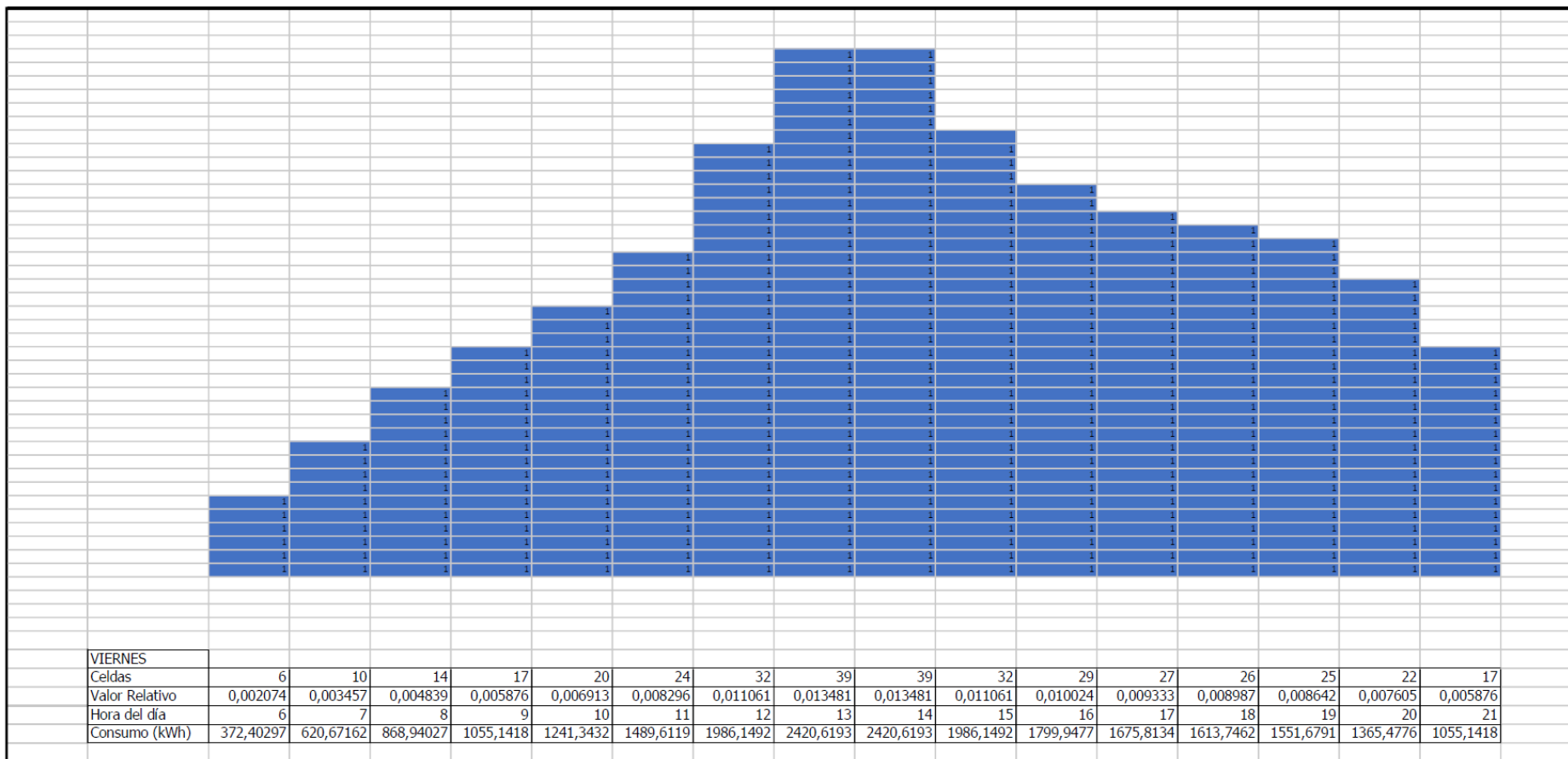


Figura 16. Perfil de consumo en la electrolinera para un día tipo viernes.

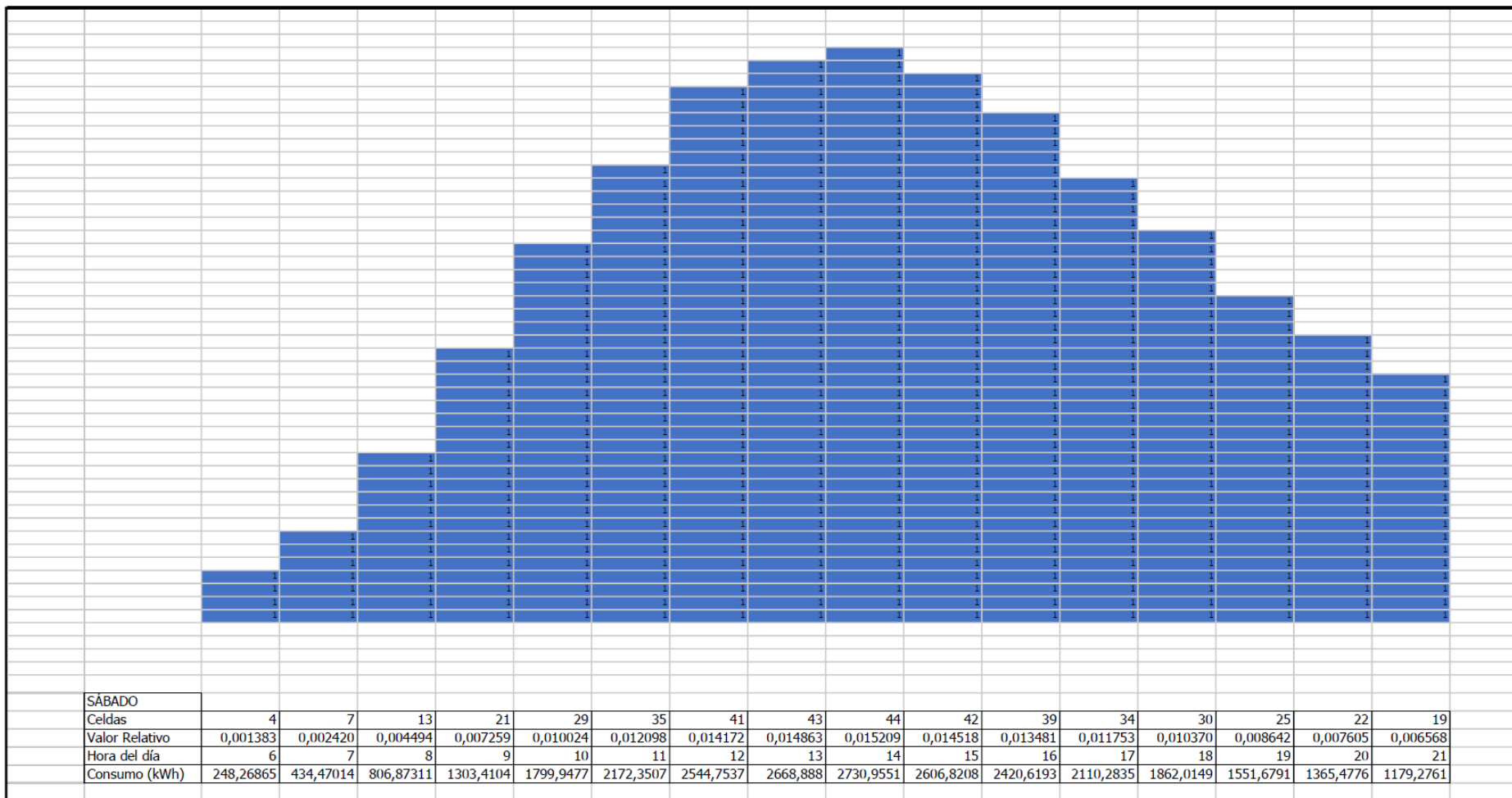


Figura 17. Perfil de consumo en la electrolinera para un día tipo sábado.

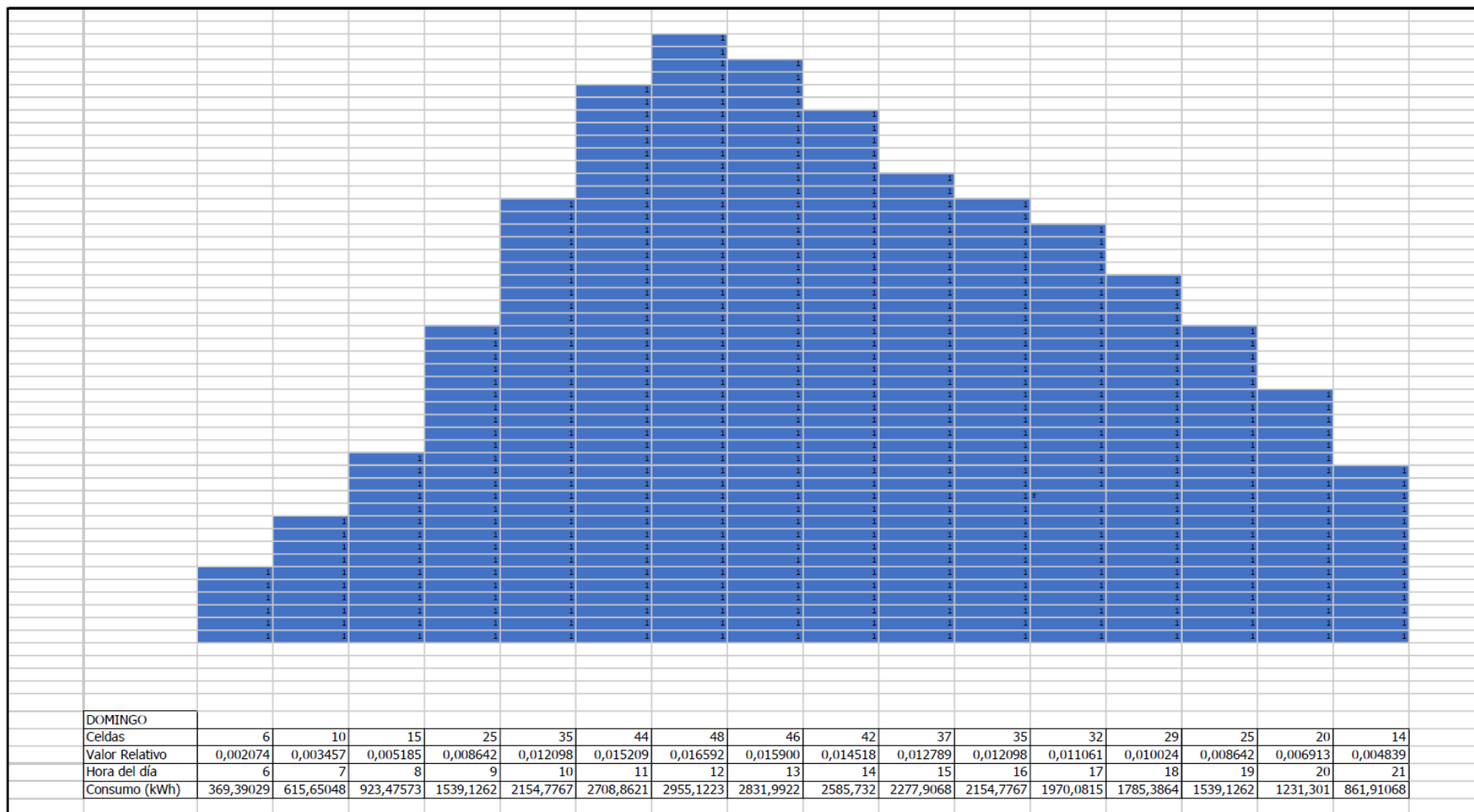


Figura 18. Perfil de consumo en la electrolinera para un día tipo domingo.

A partir de los datos anteriores se puede calcular una media diaria para cada hora des de las 6h hasta las 22h, que es el horario de funcionamiento de la electrolinera.

Tabla 7. Media de consumo de la electrolinera para cada hora, en kWh.

Hora del día	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Media diaria	466,14	800,35	1116,97	1459,97	1776,59	2014,06	2225,14	2313,09	2269,11	2145,98	2049,24	1917,31	1715,03	1416,00	1072,99	686,01

A.2. Instalación eléctrica de la electrolinera

Para la parte de la instalación de media tensión y el centro de transformación, se han seguido las indicaciones de las normativas de Endesa y se han aplicado los requerimientos pertinentes.

Los cálculos relativos a la parte de baja tensión de la electrolinera se exponen a continuación.

Para el cálculo de la potencia se ha tenido en cuenta que la potencia consumida por los cargadores es su potencia nominal dividida entre su eficiencia, tal y como sigue en la expresión siguiente:

$$P_{\text{carg,cons}} = \frac{P_{\text{carg,nom}}}{\eta_{\text{carg}}} \quad (4)$$

Donde:

- $P_{\text{carg,cons}}$: Potencia consumida por el cargador, en W.
- $P_{\text{carg,nom}}$: Potencia nominal del cargador, en W.
- η_{carg} : eficiencia del cargador, que es del 95%.

Para el cálculo de la sección del cableado para cada línea se ha hecho el cálculo según los criterios de caída de tensión e intensidad máxima admisible por el cable. La sección tiene que ser suficiente para que su intensidad máxima admisible sea superior a la intensidad que circula por cada línea, y además la caída de tensión en la línea tiene que ser inferior al 6,5%, tal y como se indica en la ITC-BT-19 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

La intensidad que circula por cada tramo se calcula a partir de la expresión siguiente:

$$I_i = \frac{P_i}{\sqrt{3} \cdot V_i \cdot \cos \varphi_i} \quad (5)$$

Donde:

- I_i : intensidad que circula por cada tramo, en A.
- P_i : potencia del tramo, en W.
- V_i : tensión del tramo, en V.
- $\cos \varphi_i$: factor de potencia del tramo.

El cálculo de la sección a partir de la caída de tensión máxima admisible se hace según la expresión siguiente:

$$S_i = \frac{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_i \cdot \cos \varphi_i}{K \cdot cdt_i \cdot V_i} \quad (6)$$

Donde:

- S_i : sección mínima del cableado de cada tramo, en mm².

- l_i : longitud de cada tramo, en m.
- I_i : intensidad que circula por cada tramo, en A.
- $\cos \varphi_i$: factor de potencia del tramo.
- K : conductividad del cobre a 90°C , de $44 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.
- cdt_i : caída de tensión máxima permitida, del 6,5%.
- V_i : tensión del tramo, en V.

Las intensidades máximas admisibles vienen dadas a partir de las tablas siguientes, extraídas a partir de las guías técnicas de aplicación del REBT, tanto para conductores no enterrados (tabla 8) como para conductores enterrados (tabla 9).

Tabla 8. Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados. Temperatura ambiente de 40°C en el aire.

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm^2 COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	699	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

*Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).*

Tabla 9. Intensidad admisible para conductores soterrados bajo tubo (tensión asignada hasta 0,6/1 kV).

SECCIÓN mm ²	3 XLPE (3 cables unipolares o 1 tripolar)		2 XLPE (2 cables unipolares o 1 bipolar)	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
1,5	23	--	27	--
2,5	30	23	36	27
4	39	30	46	36
6	48	37	58	44
10	64	49	77	58
16	82	62	100	77
25	105	82	130	98
35	130	98	155	120
50	155	115	183	139
70	190	145	225	170
95	225	175	265	205
120	260	200	305	230
150	300	230	340	265
185	335	260	385	295
240	400	305	440	340
300	455	350	500	385
400	530	405	570	445
500	610	465	660	510
630	710	530	735	575
Condiciones de cálculo	Resistividad térmica del terreno: 1,5 K.m/W			
	Temperatura del terreno: 25°C			
	Profundidad de la instalación: 70 cm			

Para la sección del neutro, se escoge la misma que la calculada para las fases. La sección del conductor de protección viene determinada por la tabla 10, según el apartado 2.3 de la ITC-BT-19 del REBT.

Tabla 10. Cálculo de la sección mínima del conductor de protección.

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm ²)
$S \leq 16$ $16 < S \leq 35$ $S > 35$	$S (*)$ 16 $S/2$
(*) Con un mínimo de: 2,5 mm ² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica 4 mm ² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica	

Para la elección de las protecciones, hay que tener en cuenta que su intensidad nominal tiene que ser superior a la intensidad que circula por el tramo a proteger, e inferior a la intensidad máxima admisible del conductor. Además, estas protecciones deben de tener un poder de corte superior a la intensidad de cortocircuito máxima que circule por cada tramo, en caso de que esta se produzca por cualquier avería.

Los cuadros de protecciones de la electrolinera estarán formados por los elementos siguientes:

- Cuadro de protección 1 – cargador 1:
 - Interruptor automático de 4P 630 A y poder de corte de 50kA.
 - Relé de protección de corriente residual regulable entre 30 mA y 30 A.

- Cuadro de protección 2 – cargador 2:
 - Interruptor automático de 4P 630 A y poder de corte de 50kA.
 - Relé de protección de corriente residual regulable entre 30 mA y 30 A.

- Cuadro de protección 3 – cargador 3:
 - Interruptor automático de 4P 630 A y poder de corte de 50kA.
 - Relé de protección de corriente residual regulable entre 30 mA y 30 A.

- Cuadro de protección 4 – cargador 4:
 - Interruptor automático de 4P 630 A y poder de corte de 50kA.
 - Relé de protección de corriente residual regulable entre 30 mA y 30 A.

- Cuadro de protección 5 – cargador 5:
 - Interruptor automático de 4P 630 A y poder de corte de 50kA.
 - Relé de protección de corriente residual regulable entre 30 mA y 30 A.

- Cuadro de protección 6 – cargador 6:
 - Interruptor automático de 4P 630 A y poder de corte de 50kA.
 - Relé de protección de corriente residual regulable entre 30 mA y 30 A.

- Cuadro de protección 7 – cargador 7:
 - Interruptor automático de 4P 630 A y poder de corte de 50kA.
 - Relé de protección de corriente residual regulable entre 30 mA y 30 A.

- Cuadro de protección 8 – cargador 8:
 - Interruptor automático de 4P 630 A y poder de corte de 50kA.
 - Relé de protección de corriente residual regulable entre 30 mA y 30 A.

- Cuadro de protección 9 – Otros Usos:
 - Interruptor automático de 4P 40 A y poder de corte de 25 kA.
 - Relé de protección de corriente residual regulable entre 30 mA y 30 A.

La intensidad de cortocircuito se calcula siguiendo la expresión siguiente:

$$I_{cc,i} = \frac{V_i}{R_i} \quad (7)$$

Donde:

- $I_{cc,i}$: intensidad de cortocircuito que se produce durante el fallo, en A.
- V_i : tensión del tramo, en V.
- R_i : resistencia del conductor de fase entre el punto donde sucede el fallo y la alimentación, en Ω .

Para el cálculo de la resistencia hay que tener en cuenta la resistencia en cortocircuito del transformador de alimentación y la resistencia del cableado de cada tramo. La resistencia total es la suma de ambas.

La resistencia del transformador se puede calcular según las expresiones siguientes, primero calculando la intensidad de cortocircuito, y posteriormente su resistencia.

$$I_{cc,trafo} = \frac{100 \cdot S_{trafo}}{\sqrt{3} \cdot U_{cc} \cdot V_{sec}} \quad (8)$$

Donde:

- $I_{cc,trafo}$: Intensidad de cortocircuito del transformador, en A.
- S_{trafo} : potencia del transformador, en VA.
- U_{cc} : tensión de cortocircuito del transformador expresada en %.
- V_{sec} : tensión en bornes del secundario del transformador, en V.

Así, la resistencia de cortocircuito del transformador es, aplicando la Ley de Ohm:

$$R_{trafo} = \frac{V_{sec}}{I_{cc,trafo}} \quad (9)$$

Donde:

- R_{trafo} : resistencia de cortocircuito del transformador, en Ω .
- V_{sec} : tensión en bornes del secundario del transformador, en V.
- $I_{cc,trafo}$: Intensidad de cortocircuito del transformador, en A.

La resistencia del cableado se calcula según la expresión siguiente:

$$R_{cable,i} = \frac{\rho \cdot l_i}{n \cdot S_{equiv,i}} \quad (10)$$

Donde:

- $R_{cable,i}$: resistencia del cableado del tramo, en Ω .
- ρ : resistividad del cobre a 20°C, de 0,018 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.

- l_i : longitud de cada tramo, en m.
- n : número de fases, cuyo valor es de 3, ya que la instalación es trifásica.
- $S_{\text{equiv},i}$: sección equivalente del tramo, que es la suma de la sección de una fase de cada cable trifásico que forma parte de un mismo tramo, en mm^2 . Por ejemplo, para un tramo que está formado por el siguiente cableado: $6 \times (3 \times 150) \text{ mm}^2$, su sección equivalente es de $6 \cdot 150 \text{ mm}^2 = 900 \text{ mm}^2$.

La caída de tensión total corresponde a la suma de caídas de tensión parciales de cada tramo contiguo.

La caída de tensión se calcula según la expresión siguiente:

$$cdt_i = \frac{100 \cdot \sqrt{3} \cdot l_i \cdot I_i \cdot \cos \varphi_i}{K \cdot S_{\text{equiv},i} \cdot V_i} \quad (11)$$

Donde:

- cdt_i : caída de tensión del tramo, en %.
- l_i : longitud de cada tramo, en m.
- I_i : intensidad que circula por cada tramo, en A.
- $\cos \varphi_i$: factor de potencia del tramo.
- K : conductividad del cobre a 90°C , de $44 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.
- $S_{\text{equiv},i}$: sección equivalente del tramo, que es la suma de la sección de una fase de cada cable trifásico que forma parte de un mismo tramo, en mm^2 .
- V_i : tensión del tramo, en V.

Los cálculos para cada tramo de la instalación eléctrica de baja tensión de la electrolinera se muestran en la tabla de la página siguiente.

Los tramos designados como *Línea 1*, *Línea 2* y *Línea 3* (correspondientes a los transformadores 1, 2 y 3, respectivamente) corresponden a la parte de instalación entre los bornes del secundario de cada transformador y la entrada al cuadro de baja tensión que se encuentra en el centro de transformación.

Tabla 11. Cálculos de la instalación eléctrica de baja tensión para la electrolinera.

Circuito	Tensión (V)	Potencia (W)	Coefficiente de potencia	Longitud (m)	Monofásica o trifásica	Intensidad (A)	CDT máx. admisible (%)	Sección (cdt) calculada (mm ²)	Sección comercial (mm ²)	Sección del neutro (mm ²)	Sección protección (mm ²)	Intensidad máx. admisible (A)	Sección equivalente (mm ²)	cdt parcial (%)	cdt total (%)	Resistencia parcial (Ω)	Resistencia total (Ω)	Intensidad de cortocircuito (A)	Intensidad mínima de la protección (A)
Línea 1	400	1263158	0,98	5	Trifásica	1860,42	6,5	13,80	6x (3x150)	6x150	6x95	2028	900	0,10	0,10	0,00003	0,0113	35424	
Línea 2	400	1263158	0,98	5	Trifásica	1860,42	6,5	13,80	6x (3x150)	6x150	6x95	2028	900	0,10	0,10	0,00003	0,0113	35424	
Línea 3	400	1080332	0,98	5	Trifásica	1591,15	6,5	11,80	5x (3x150)	5x150	5x95	1690	900	0,09	0,09	0,00003	0,0144	27693	
Trafo 1																			
Cargador 1	400	421053	0,98	20	Trifásica	620,14	6,5	18,40	2x (3x185)	2x185	2x95	670	370	0,32	0,42	0,00032	0,0116	34435	630
Cargador 2	400	421053	0,98	20	Trifásica	620,14	6,5	18,40	2x (3x185)	2x185	2x95	670	370	0,32	0,42	0,00032	0,0116	34435	630
Cargador 3	400	421053	0,98	45	Trifásica	620,14	6,5	41,41	2x (3x185)	2x185	2x95	670	370	0,73	0,83	0,00073	0,0120	33274	630
Trafo 2																			
Cargador 4	400	421053	0,98	45	Trifásica	620,14	6,5	41,41	2x (3x185)	2x185	2x95	670	370	0,73	0,83	0,00073	0,0120	33274	630
Cargador 5	400	421053	0,98	60	Trifásica	620,14	6,5	55,21	2x (3x185)	2x185	2x95	670	370	0,97	1,07	0,00097	0,0123	32614	630
Cargador 6	400	421053	0,98	60	Trifásica	620,14	6,5	55,21	2x (3x185)	2x185	2x95	670	370	0,97	1,07	0,00097	0,0123	32614	630
Trafo 3																			
Cargador 7	400	421053	0,98	75	Trifásica	620,14	6,5	69,01	2x (3x185)	2x185	2x95	670	370	1,21	1,30	0,00067	0,0151	26463	630
Cargador 8	400	631579	0,98	75	Trifásica	930,21	6,5	103,51	2x (3x400)	2x400	2x240	1060	800	0,84	0,93	0,00042	0,0149	26902	1000
Otros Usos	400	27700	1	30	Trifásica	39,98	6,5	1,82	3x10	10	10	64	10	1,18	1,27	0,01800	0,03244	12329	40

A.3. Diseño de la planta fotovoltaica

La planta fotovoltaica se ha diseñado mediante el programa *System Advisor Model*. Para ello se han seguido los pasos siguientes:

Primeramente, en el programa se escoge la opción para los cálculos de una instalación fotovoltaica. A continuación, se parametrizan los siguientes conceptos:

- Localización y datos climáticos.
- Módulo
- Inversor
- Diseño del sistema
- Sombras y distribución.
- Pérdidas.
- Límites de la red
- Degradación y esperanza de vida.
- Costes de instalación
- Costes de operación.
- Parámetros Financieros e incentivos.
- Tarifas de Electricidad y cargas eléctricas.

Para la **localización y los datos climáticos**, se escoge la ubicación de la electrolinera (se inserta la longitud y la latitud correspondientes: 0.90 y 41.49) y los datos climáticos para los cálculos se descargan con el propio programa a partir de la base de datos de NSRDB.

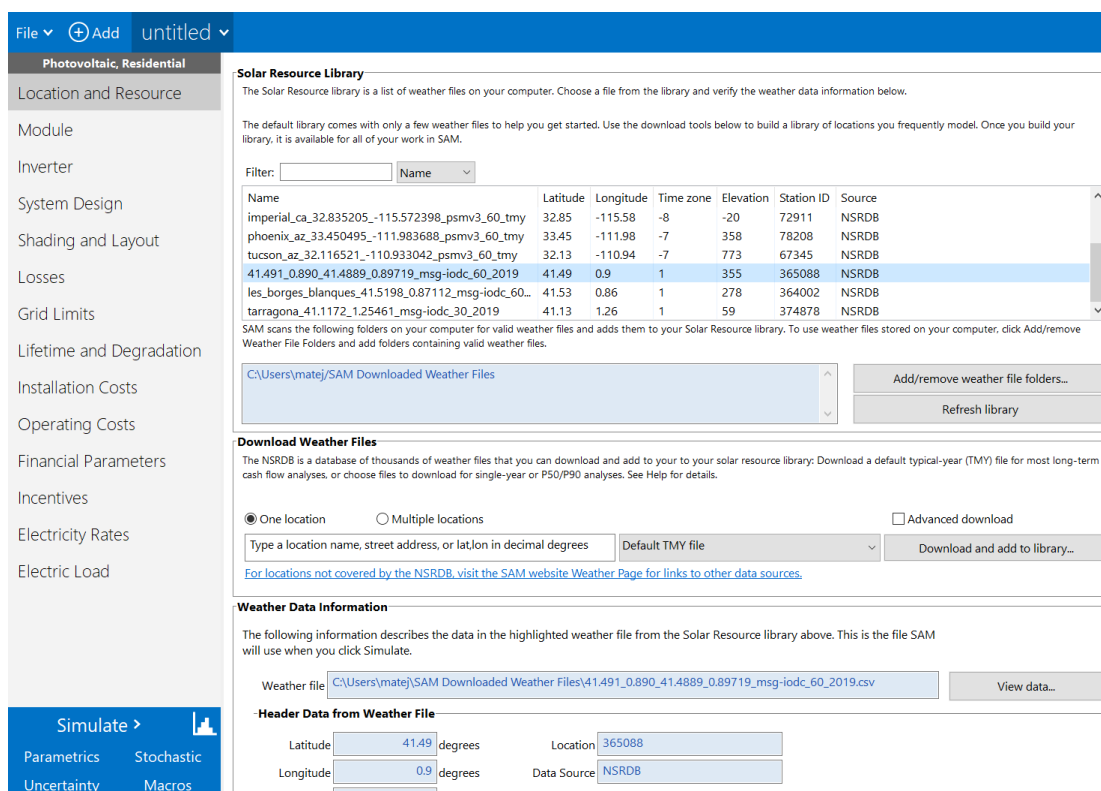


Figura 19. Entorno del programa SAM, localización y datos climáticos.

El programa contiene una base de datos de distintos fabricantes para la elección del **módulo fotovoltaico**. Se escoge el modelo *Sunpower SPR-X22-480-COM* por sus buenas prestaciones.

CEC Performance Model with Module Database

Filter: Name

Name	Manufacturer	Technology	Bifacial	STC	PTC	A _c	Length	Width	N _s	I _{sc_ref}	V _{oc_ref}	I _{mp_ref}	V _{mp_ref}	alpha_sc	beta_oc	T _{NOC}
SunPower SPR-X22-47...	SunPower	Mono-c-Si	0	469.737	438	2.162	2.067	1.046	1	6.43	91.8	6.03	77.9	0.00198687	-0.269249	45.7
SunPower SPR-M475-C...	SunPower	Mono-c-Si	0	474.998	447	2.12			72	11.57	52.6	10.82	43.9	0.0042809	-0.124136	46.5
SunPower SPR-X22-47...	SunPower	Mono-c-Si	0	476.495	442.8	2.162	2.067	1.046	1	6.45	92.5	6.07	78.5	0.00199305	-0.271303	45.7
SunPower SPR-M480-C...	SunPower	Mono-c-Si	0	480.454	451.9	2.12			72	11.58	52.6	10.87	44.2	0.0042846	-0.124136	46.5
SunPower SPR-X22-48...	SunPower	Mono-c-Si	0	480.32	447.6	2.16			1	6.48	92.9	6.08	79	0.0020088	-0.272197	45.7
Sunrise Solartech SR-P...	Sunrise Solart...	Multi-c-Si	0	220.1	195.1	1.624	1.637	0.992	60	8.37	35.07	7.75	28.4	0.00545724	-0.125796	46.3
Sunrise Solartech SR-P...	Sunrise Solart...	Multi-c-Si	0	225.082	199.6	1.624	1.637	0.992	60	8.46	35.46	7.87	28.6	0.00551592	-0.127195	46.3
Sunrise Solartech SR-P...	Sunrise Solart...	Multi-c-Si	0	230.044	204.2	1.624	1.637	0.992	60	8.56	35.84	7.96	28.9	0.00558112	-0.128558	46.3
Sunrise Solartech SR-P...	Sunrise Solart...	Multi-c-Si	0	235.06	208.7	1.624	1.637	0.992	60	8.65	36.21	8.05	29.2	0.0056398	-0.129885	46.3

Module Characteristics at Reference Conditions

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m², Cell temp = 25 °C

SunPower SPR-X22-480-COM

Nominal efficiency: 22.24 %
 Maximum power (Pmp): 480.320 Wdc
 Max power voltage (Vmp): 79.0 Vdc
 Max power current (Imp): 6.1 Adc
 Open circuit voltage (Voc): 92.9 Vdc
 Short circuit current (Isc): 6.5 Adc

Temperature coefficients:
 Pmp: -0.352 %/°C
 Voc: -0.293 V/°C
 Isc: 0.031 %/°C

Bifacial
 Module is bifacial
 Transmission fraction: 0.013 0-1
 Bifaciality: 0.65 0-1
 Ground clearance height: 1 m

Temperature Correction
 Nominal operating cell temperature (NOCT) method
 Heat transfer method
 See Help for more information about CEC cell temperature models.

NOCT Method Parameters
 Mounting standoff: Ground or rack mounted
 Array height: Two story building height or higher

Transient Thermal Model Correction
 Module unit mass: 11.092 kg/m²
 Module unit mass is for the transient thermal model, which automatically applies when the weather file time step is 20 minutes or less. The default value is 11 kg/m².

Heat Transfer Method Parameters
 Mounting configuration: Rack
 Heat transfer dimensions: Module Dimensions
 Mounting structure orientation: Structures do not impede flow under module
 Module width: 1 m
 Module length: 2.16 m
 Rows of modules in array: 1
 Columns of modules in array: 10
 Temperature behind the module: 20 °C
 Space between module back and roof surface: 0.05 m

Physical Characteristics
 Material: Mono-c-Si
 Module area: 2.160 m²
 Number of cells: 128

Additional Parameters
 T_{noct}: 45.7 °C
 I_{L_ref}: 6.48506 A
 R_s: 0.484263 Ohm
 A_{ref}: 3.48365 V
 I_{o_ref}: 1.66048e-11 A
 R_{sh_ref}: 619.877 Ohm

The model assumes a reference bandgap voltage E_{g_ref} = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

Figura 20. Entorno del programa SAM, selección de módulos.

El programa también dispone de base de datos de fabricantes para los **inversores**. Se escoge el modelo *Schneider Electric Solar Inverter CS1666-3-NA* por sus buenas prestaciones.

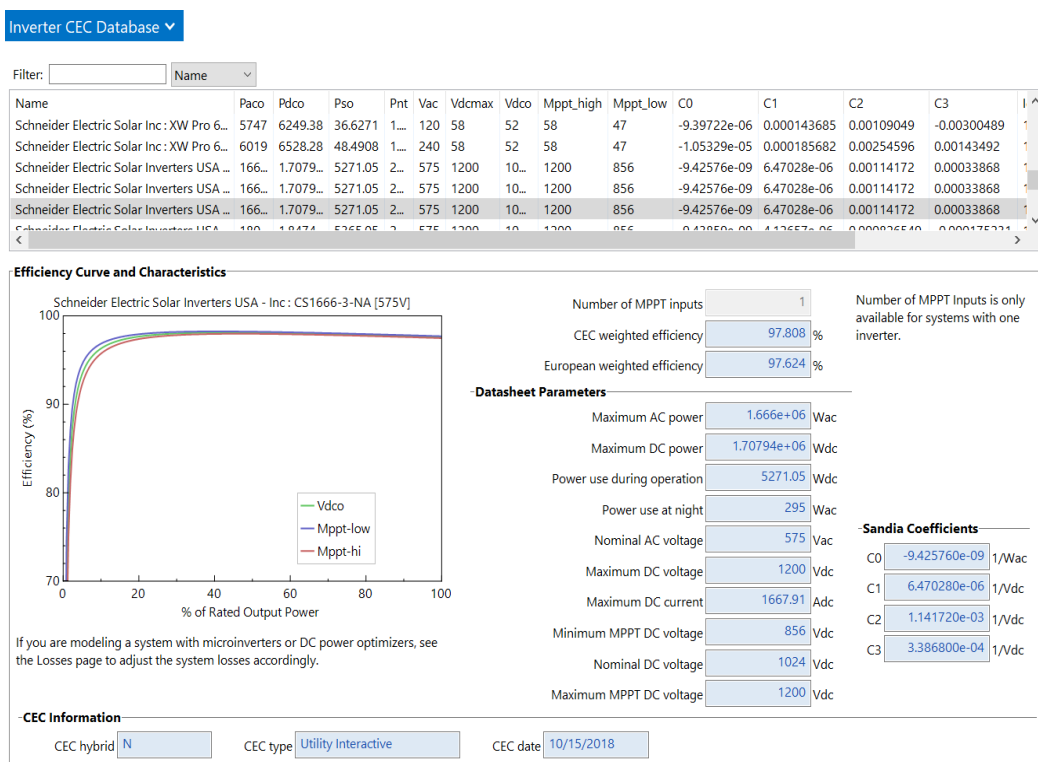


Figura 21. Entorno del programa SAM, selección de inversores.

A continuación, se **diseña el sistema**, donde se designan los parámetros siguientes:

- Número de inversores: 4
- *Subarray*:
 - Módulos por *string* en el *subarray*: 12
 - *Strings* en paralelo en el *subarray*: 253
- Posición de los módulos: fija.
- Orientación: sur.
- Inclinación: 30°.
- GCR (*Ground Coverage Ratio*): 0,44.

El GCR es la ratio entre la longitud del módulo fotovoltaico y la distancia entre placas, tal y como se observa en la figura 23. Para el cálculo de la distancia entre placas se sigue la fórmula proporcionada por el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía):

$$D_{fv} = l_{fv} \cdot \left(\frac{\sin \beta}{\tan 61\text{-latitud}} + \cos \beta \right) \tag{12}$$

Donde:

- D_{fv} : distancia entre filas de placas fotovoltaicas, en m.
- l_{fv} : longitud de una placa fotovoltaica, en m.
- β : inclinación de las placas, de 30°.
- latitud: la que corresponde a la instalación, de 41,45°.

Aplicando la formula, la distancia mínima que debe haber entre placas es de 4,912 m. Y el GCR es de $2,16 \text{ m} / 4,912 \text{ m} = 0.44$.

AC Sizing

Number of inverters

DC to AC ratio

Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.

Estimate Subarray 1 configuration

Sizing Summary

Nameplate DC capacity	<input type="text" value="5,833.006"/> kWdc	Number of modules	<input type="text" value="12,144"/>
Total AC capacity	<input type="text" value="6,664.000"/> kWac	Number of strings	<input type="text" value="1,012"/>
Total inverter DC capacity	<input type="text" value="6,831.760"/> kWdc	Total module area	<input type="text" value="26,231.040"/> m ²

System and subarray capacity and voltage ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="12"/>	<input type="text" value="12"/>	<input type="text" value="12"/>	<input type="text" value="12"/>
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="253"/>	<input type="text" value="253"/>	<input type="text" value="253"/>	<input type="text" value="253"/>
Number of modules in subarray	<input type="text" value="3,036"/>	<input type="text" value="3,036"/>	<input type="text" value="3,036"/>	<input type="text" value="3,036"/>
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="1,114.8"/>	<input type="text" value="1,114.8"/>	<input type="text" value="1,114.8"/>	<input type="text" value="1,114.8"/>
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="948.0"/>	<input type="text" value="948.0"/>	<input type="text" value="948.0"/>	<input type="text" value="948.0"/>

Multiple MPPT Inputs

Set MPPT inputs

Set MPPT inputs when Number of MPPT Inputs on the Inverter page is greater than 1.

Tracking & Orientation

	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed
	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis
	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis
	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis
	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt
	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude
Tilt (deg)	<input type="text" value="30"/>	<input type="text" value="30"/>	<input type="text" value="30"/>	<input type="text" value="30"/>
Azimuth (deg)	<input type="text" value="180"/>	<input type="text" value="180"/>	<input type="text" value="180"/>	<input type="text" value="180"/>
Ground coverage ratio (GCR)	<input type="text" value="0.44"/>	<input type="text" value="0.44"/>	<input type="text" value="0.44"/>	<input type="text" value="0.44"/>
Tracker rotation limit (deg)	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Terrain slope (deg)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Terrain azimuth (deg)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

Electrical Sizing Information

SAM uses the inverter voltage ratings when you choose Estimate Subarray 1 Configuration above to automatically size the array, and for voltage clipping calculations during the simulation. You can change these values when the data from the inverter library does not match information on the manufacturer datasheet. Click Reset Inverter Voltage Ratings to reset the voltage ratings to values from the Inverter page. See Help for details.

Inverter Voltage Ratings

Vmppt_low Vdc

Vmppt_high Vdc

Vdc_max Vdc

No system sizing messages.

Land Area

Land Area Estimate

SAM uses the total estimated land area in acres to calculate land purchase and/or land lease costs when those costs are specified on the Installation Costs and Operating Costs pages, respectively. See Help for details.

Automatically calculate from module area

Enter area per capacity in acres/MWac

Total module area m²

AC capacity MWac

Land area per system capacity acres/MWac

	acres	hectares
Total module area	<input type="text" value="6.482"/>	<input type="text" value="2.623"/>

Land Area Estimate

Land area multiplier

Additional land area acres

Total array area projected onto ground	<input type="text" value="20.278"/>	<input type="text" value="8.206"/>
Total estimated land area	<input type="text" value="20.278"/>	<input type="text" value="8.206"/>

Figura 22. Entorno del programa SAM, selección de inversores.

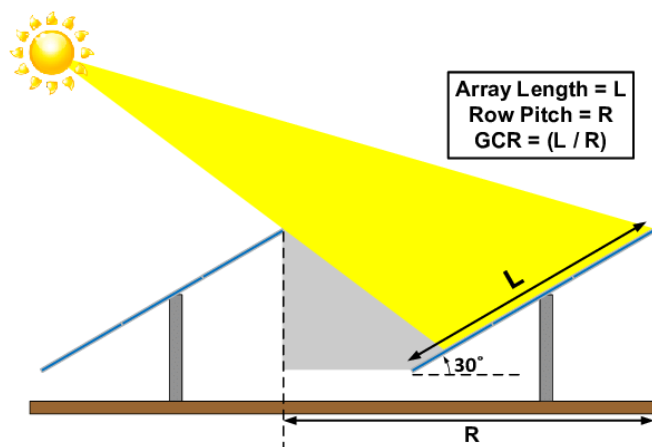


Figura 23. Ground Coverage Ratio explicado entre filas de placas fotovoltaicas

El apartado de **sombreado** no se desarrolla ya que se prevé que no habrá sombras provocadas por obstáculos en la instalación que afecten al funcionamiento de las placas.

El apartado de **pérdidas** se deja tal y como está, con valores por defecto del programa para las pérdidas de: irradiancia, pérdidas en DC, pérdidas en AC, pérdidas en el transformador y pérdidas por transmisión.

Irradiance Losses
Losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	Edit values...	Edit values...	Edit values...	Edit values...
Average annual soiling loss (%)	5	5	5	5
Bifacial rear soiling (%)	0	0	0	0
Bifacial rack shading (%)	0	0	0	0

DC Losses
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Module mismatch (%)	0	0	0	0
Diodes and connections (%)	0.5	0.5	0.5	0.5
DC wiring (%)	2	2	2	2
Tracking error (%)	0	0	0	0
Nameplate (%)	0	0	0	0
Bifacial electrical mismatch (%)	0	0	0	0
DC power optimizer loss (%)	1	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	3.465	3.465	3.465	3.465

Total DC power loss = 100% * [1 - the product of (1 - loss/100%)]

Default DC Losses
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for: Central inverters Microinverters DC optimizers

AC Losses
AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring % of AC output

AC Losses
AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring % of AC output

Transformer Losses
The transformer loss model is intended for distribution or substation transformers in large PV systems. Losses apply to the electrical output of the inverter and assume a power factor of 1. The transformer capacity is equal to the total inverter AC power rating.

Transformer no load loss % of inverter AC capacity
Transformer load loss % of AC output

Transmission Losses
Transmission losses apply to the system generated power output.

Transmission loss % of AC output

Figura 24. Entorno del programa SAM, pérdidas.

El apartado de **límites de red**, no se desarrolla, por lo que se supone que la red no tiene límite para la exportación de potencia. Para la **degradación** de la planta se hace la hipótesis de que no existirá, por lo que será del 0% anual.

Todos los apartados siguientes sirven para el análisis económico de la planta que hace el programa, por lo que no se desarrollan, ya que solo interesa hacer la simulación para obtener los datos de producción de la planta. A partir de la simulación se obtienen los datos siguientes de producción mensual:

Tabla 12. Producción mensual de la instalación fotovoltaica.

Mes	Producción (kWh)
Enero	477063,0
Febrero	805961,0
Marzo	1006430,0
Abril	821274,0
Mayo	1052380,0
Junio	1003970,0
Julio	976570,0
Agosto	962361,0
Septiembre	859306,0
Octubre	643893,0
Noviembre	492196,0
Diciembre	292686,0

Como el simulador no da los valores de producción medios para cada hora de cada mes del año, para calcular estos datos, se obtienen los valores de irradiancia medios para cada hora tipo de cada mes del año.

Tabla 13. Valores de irradiancia de la planta fotovoltaica, en W/m².

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	19,61	33,84	22,1	0,42	0	0	0	0
7:00	0	0	3,09	63,04	116,71	129,35	110,29	77,78	36,79	0,52	0	0
8:00	0	21,51	145,39	235,59	290,22	307,45	295,78	262,83	223,55	168,30	44,76	0
9:00	169,18	257,02	358,24	413,44	484,97	506,82	501,45	473,31	437,16	372,71	266,54	191,22
10:00	337,68	454,80	550,42	582,63	656,86	674,33	682,90	660,38	614,62	536,75	419,43	350,07
11:00	469,76	604,34	704,78	716,44	774,27	799,33	826,16	801,84	753,37	667,35	551,04	469,79
12:00	546,15	705,23	803,80	790,76	845,82	878,18	919,24	891,94	820,14	730,55	619,42	539,07
13:00	596,70	728,13	774,30	786,71	853,54	880,47	943,26	896,27	822,43	718,39	616,42	559,41
14:00	546,46	706,63	763,70	757,70	782,70	803,00	863,66	835,09	758,79	677,11	559,07	517,83
15:00	476,03	616,57	659,72	657,66	672,39	710,35	758,49	716,92	636,01	552,33	438,93	417,16
16:00	342,73	472,31	508,51	521,02	526,58	576,20	620,85	574,24	485,64	387,92	299,26	284,37
17:00	110,51	280,03	323,60	336,89	357,61	398,54	432,96	385,00	300,39	188,54	42,92	4,78
18:00	0	31,95	123,52	157,44	184,02	218,98	236,52	195,37	107,37	8,86	0	0
19:00	0	0	0,21	17,42	45,1	65,24	68,39	37,5	1,48	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0,32	8,09	6,39	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	3595,2	4878,52	5719,28	6036,74	6610,72	6990,17	7288,44	6808,89	5997,74	5009,33	3857,79	3333,70

A partir de estos valores se calcula porcentualmente que corresponde la irradiancia de cada hora sobre cada mes, y así para todos los meses del año.

Tabla 14. Valores de producción relativos de la planta fotovoltaica, en tanto por uno relativo a cada mes.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0030	0,0048	0,0030	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
7:00	0,0000	0,0000	0,0005	0,0104	0,0177	0,0185	0,0151	0,0114	0,0061	0,0001	0,0000	0,0000
8:00	0,0000	0,0044	0,0254	0,0390	0,0439	0,0440	0,0406	0,0386	0,0373	0,0336	0,0116	0,0000
9:00	0,0471	0,0527	0,0626	0,0685	0,0734	0,0725	0,0688	0,0695	0,0729	0,0744	0,0691	0,0574
10:00	0,0939	0,0932	0,0962	0,0965	0,0994	0,0965	0,0937	0,0970	0,1025	0,1072	0,1087	0,1050
11:00	0,1307	0,1239	0,1232	0,1187	0,1171	0,1144	0,1134	0,1178	0,1256	0,1332	0,1428	0,1409
12:00	0,1519	0,1446	0,1405	0,1310	0,1279	0,1256	0,1261	0,1310	0,1367	0,1458	0,1606	0,1617
13:00	0,1660	0,1493	0,1354	0,1303	0,1291	0,1260	0,1294	0,1316	0,1371	0,1434	0,1598	0,1678
14:00	0,1520	0,1448	0,1335	0,1255	0,1184	0,1149	0,1185	0,1226	0,1265	0,1352	0,1449	0,1553
15:00	0,1324	0,1264	0,1154	0,1089	0,1017	0,1016	0,1041	0,1053	0,1060	0,1103	0,1138	0,1251
16:00	0,0953	0,0968	0,0889	0,0863	0,0797	0,0824	0,0852	0,0843	0,0810	0,0774	0,0776	0,0853
17:00	0,0307	0,0574	0,0566	0,0558	0,0541	0,0570	0,0594	0,0565	0,0501	0,0376	0,0111	0,0014
18:00	0,0000	0,0065	0,0216	0,0261	0,0278	0,0313	0,0325	0,0287	0,0179	0,0018	0,0000	0,0000
19:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0029	0,0068	0,0093	0,0094	0,0055	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000
20:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0012	0,0009	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
21:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
22:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
23:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Al multiplicar estos valores relativos por la producción de energía de cada mes, se obtiene la producción de energía para cada hora tipo.

Tabla 15. Valores de producción de energía por la planta fotovoltaica, en kWh.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	3121,77	4860,30	2961,15	59,36	0	0	0	0
7:00	0	0	543,75	8576,34	18579,41	18578,02	14777,63	10993,34	5270,96	66,84	0	0
8:00	0	3553,58	25584,49	32051,06	46200,98	44157,81	39631,23	37148,10	32028,37	21633,07	5710,70	0
9:00	22449,24	42461,26	63040,01	56246,84	77203,80	72792,52	67188,73	66897,11	62632,63	47907,68	34006,50	16788,38
10:00	44808,25	75135,71	96858,21	79264,45	104567,48	96851,31	91501,01	93337,38	88057,61	68993,17	53512,96	30734,80
11:00	62334,53	99840,62	124021,16	97468,76	123258,32	114804,55	110696,26	113331,18	107936,55	85780,33	70304,42	41245,75
12:00	72471,06	116508,26	141445,85	107579,69	134648,58	126129,46	123167,95	126065,82	117502,80	93903,98	79028,68	47328,27
13:00	79178,76	120291,48	136254,69	107028,71	135877,55	126458,36	126386,36	126677,81	117830,89	92340,95	78645,92	49114,04
14:00	72512,20	116739,55	134389,40	103082,01	124600,32	115331,66	115720,85	118030,70	108713,08	87034,87	71328,93	45463,48
15:00	63166,53	101861,09	116091,89	89471,98	107039,75	102024,71	101629,23	101328,68	91122,19	70995,81	56000,87	36625,04
16:00	45478,36	78028,47	89483,24	70882,66	83827,82	82757,29	83187,00	81162,45	69578,44	49862,75	38181,08	24966,59
17:00	14664,06	46262,65	56944,36	45832,52	56928,99	57240,70	58011,83	54415,48	43037,37	24234,70	5475,95	419,67
18:00	0	5278,33	21735,99	21419,07	29294,69	31451,22	31691,05	27613,38	15383,08	1138,85	0	0
19:00	0	0	36,95	2369,92	7179,60	9370,16	9163,50	5300,21	212,04	0	0	0
20:00	0	0	0	0	50,94	1161,93	856,19	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

A partir de los datos de la tabla 7, al multiplicarlos por los días de cada mes, se obtiene el consumo para cada hora tipo de cada mes del año.

Tabla 16. Valores de consumo de la electrolinera, en kWh.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	14450,20	13051,79	14450,20	13984,06	14450,20	13984,06	14450,20	14450,20	13984,06	14450,20	13984,06	14450,20
7:00	24810,71	22409,68	24810,71	24010,37	24810,71	24010,37	24810,71	24810,71	24010,37	24810,71	24010,37	24810,71
8:00	34625,94	31275,04	34625,94	33508,98	34625,94	33508,98	34625,94	34625,94	33508,98	34625,94	33508,98	34625,94
9:00	45259,11	40879,19	45259,11	43799,13	45259,11	43799,13	45259,11	45259,11	43799,13	45259,11	43799,13	45259,11
10:00	55074,33	49744,56	55074,33	53297,74	55074,33	53297,74	55074,33	55074,33	53297,74	55074,33	53297,74	55074,33
11:00	62435,75	56393,58	62435,75	60421,70	62435,75	60421,70	62435,75	62435,75	60421,70	62435,75	60421,70	62435,75
12:00	68979,24	62303,83	68979,24	66754,10	68979,24	66754,10	68979,24	68979,24	66754,10	68979,24	66754,10	68979,24
13:00	71705,69	64766,43	71705,69	69392,60	71705,69	69392,60	71705,69	71705,69	69392,60	71705,69	69392,60	71705,69
14:00	70342,47	63535,13	70342,47	68073,35	70342,47	68073,35	70342,47	70342,47	68073,35	70342,47	68073,35	70342,47
15:00	66525,43	60087,49	66525,43	64379,45	66525,43	64379,45	66525,43	66525,43	64379,45	66525,43	64379,45	66525,43
16:00	63526,33	57378,63	63526,33	61477,10	63526,33	61477,10	63526,33	63526,33	61477,10	63526,33	61477,10	63526,33
17:00	59436,66	53684,72	59436,66	57519,35	59436,66	57519,35	59436,66	59436,66	57519,35	59436,66	57519,35	59436,66
18:00	53165,82	48020,74	53165,82	51450,79	53165,82	51450,79	53165,82	53165,82	51450,79	53165,82	51450,79	53165,82
19:00	43895,88	39647,89	43895,88	42479,88	43895,88	42479,88	43895,88	43895,88	42479,88	43895,88	42479,88	43895,88
20:00	33262,72	30043,74	33262,72	32189,73	33262,72	32189,73	33262,72	33262,72	32189,73	33262,72	32189,73	33262,72
21:00	21266,33	19208,30	21266,33	20580,32	21266,33	20580,32	21266,33	21266,33	20580,32	21266,33	20580,32	21266,33
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Al restar los valores de producción de energía con los de consumo, se obtienen los valores de energía excedentaria y deficitaria para cada hora tipo de cada mes del año. Al sumar los valores de cada tipo (positivos y negativos) se obtiene el total anual.

Tabla 17. Energía excedentaria y deficitaria entre la producción y consumo, en kWh.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	-14450,20	-13051,79	-14450,20	-13984,06	-11328,42	-9123,76	-11489,04	-14390,83	-13984,06	-14450,20	-13984,06	-14450,20
7:00	-24810,71	-22409,68	-24266,96	-15434,03	-6231,31	-5432,35	-10033,08	-13817,38	-18739,41	-24743,87	-24010,37	-24810,71
8:00	-34625,94	-27721,46	-9041,45	-1457,91	11575,03	10648,83	5005,29	2522,16	-1480,60	-12992,87	-27798,27	-34625,94
9:00	-22809,86	1582,07	17780,91	12447,70	31944,70	28993,38	21929,62	21638,01	18833,49	2648,57	-9792,64	-28470,73
10:00	-10266,08	25391,15	41783,87	25966,71	49493,15	43553,56	36426,68	38263,05	34759,87	13918,84	215,22	-24339,54
11:00	-101,22	43447,04	61585,41	37047,06	60822,57	54382,86	48260,51	50895,43	47514,85	23344,58	9882,72	-21190,00
12:00	3491,82	54204,43	72466,61	40825,59	65669,34	59375,36	54188,71	57086,58	50748,69	24924,74	12274,58	-21650,97
13:00	7473,07	55525,05	64549,00	37636,10	64171,86	57065,76	54680,67	54972,12	48438,28	20635,26	9253,32	-22591,65
14:00	2169,73	53204,42	64046,93	35008,66	54257,85	47258,31	45378,38	47688,23	40639,73	16692,41	3255,57	-24878,99
15:00	-3358,90	41773,60	49566,45	25092,53	40514,31	37645,26	35103,80	34803,25	26742,74	4470,37	-8378,58	-29900,39
16:00	-18047,97	20649,84	25956,91	9405,56	20301,49	21280,19	19660,67	17636,11	8101,34	-13663,58	-23296,02	-38559,75
17:00	-44772,60	-7422,07	-2492,30	-11686,83	-2507,67	-278,65	-1424,83	-5021,18	-14481,98	-35201,96	-52043,40	-59016,99
18:00	-53165,82	-42742,40	-31429,82	-30031,72	-23871,13	-19999,57	-21474,76	-25552,44	-36067,72	-52026,96	-51450,79	-53165,82
19:00	-43895,88	-39647,89	-43858,93	-40109,96	-36716,28	-33109,72	-34732,38	-38595,67	-42267,84	-43895,88	-42479,88	-43895,88
20:00	-33262,72	-30043,74	-33262,72	-32189,73	-33211,77	-31027,79	-32406,53	-33262,72	-32189,73	-33262,72	-32189,73	-33262,72
21:00	-21266,33	-19208,30	-21266,33	-20580,32	-21266,33	-20580,32	-21266,33	-21266,33	-20580,32	-21266,33	-20580,32	-21266,33
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

A partir de todos estos datos se construyen las gráficas de consumo, producción y diferencial energético para cada mes del año.

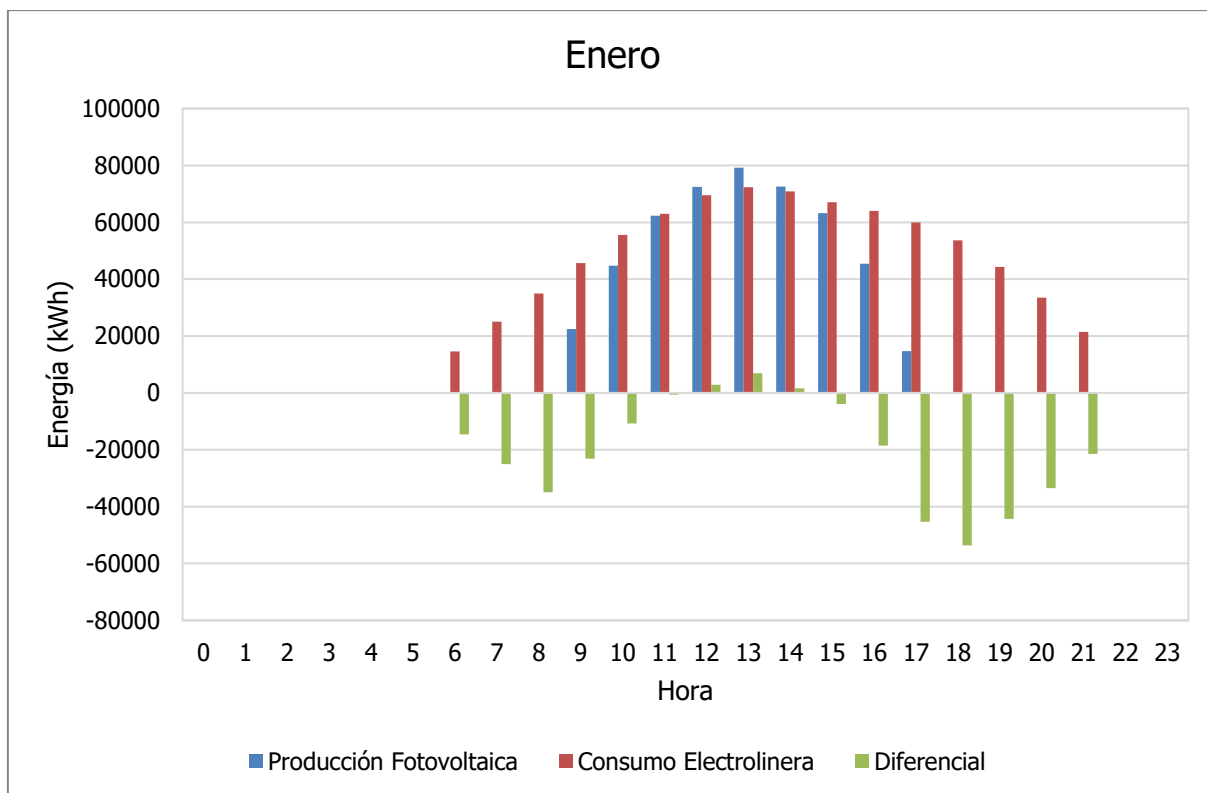


Figura 25. Producción, consumo y diferencial energético para el mes de enero.

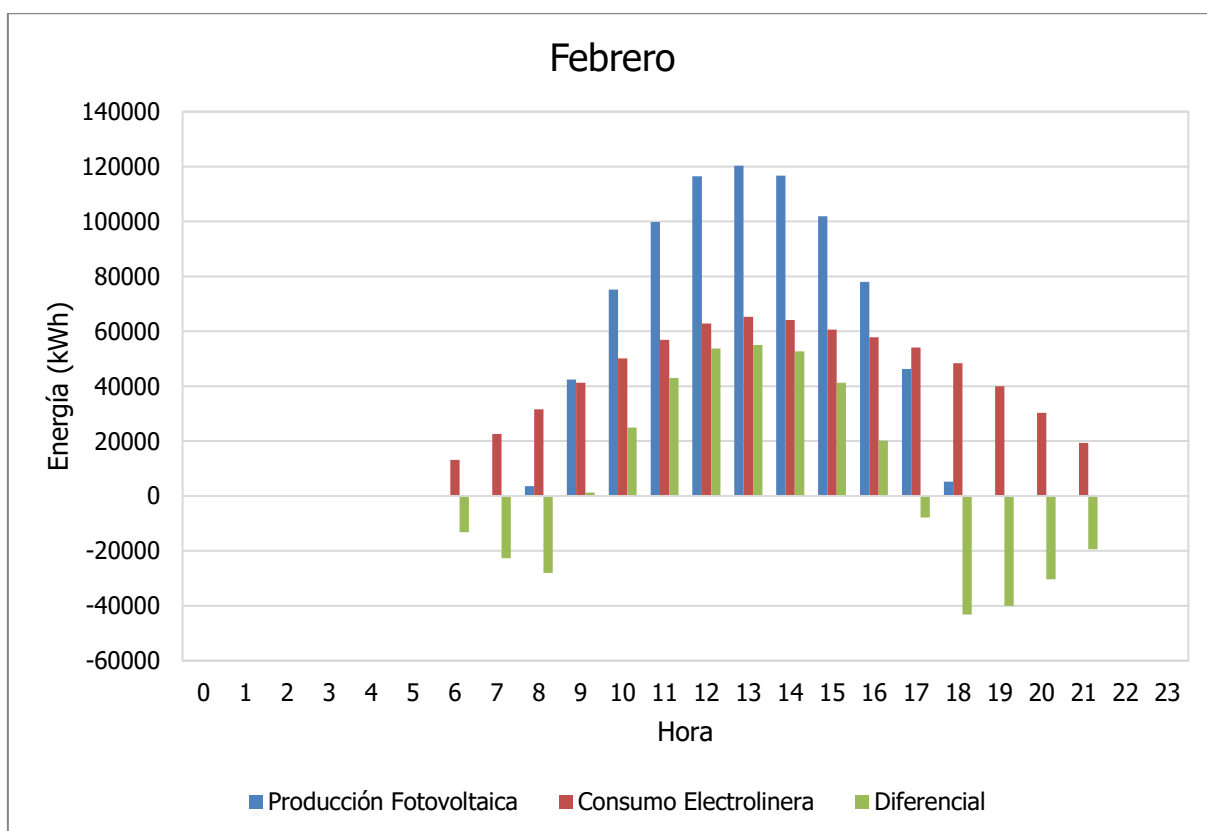


Figura 26. Producción, consumo y diferencial energético para el mes de febrero.

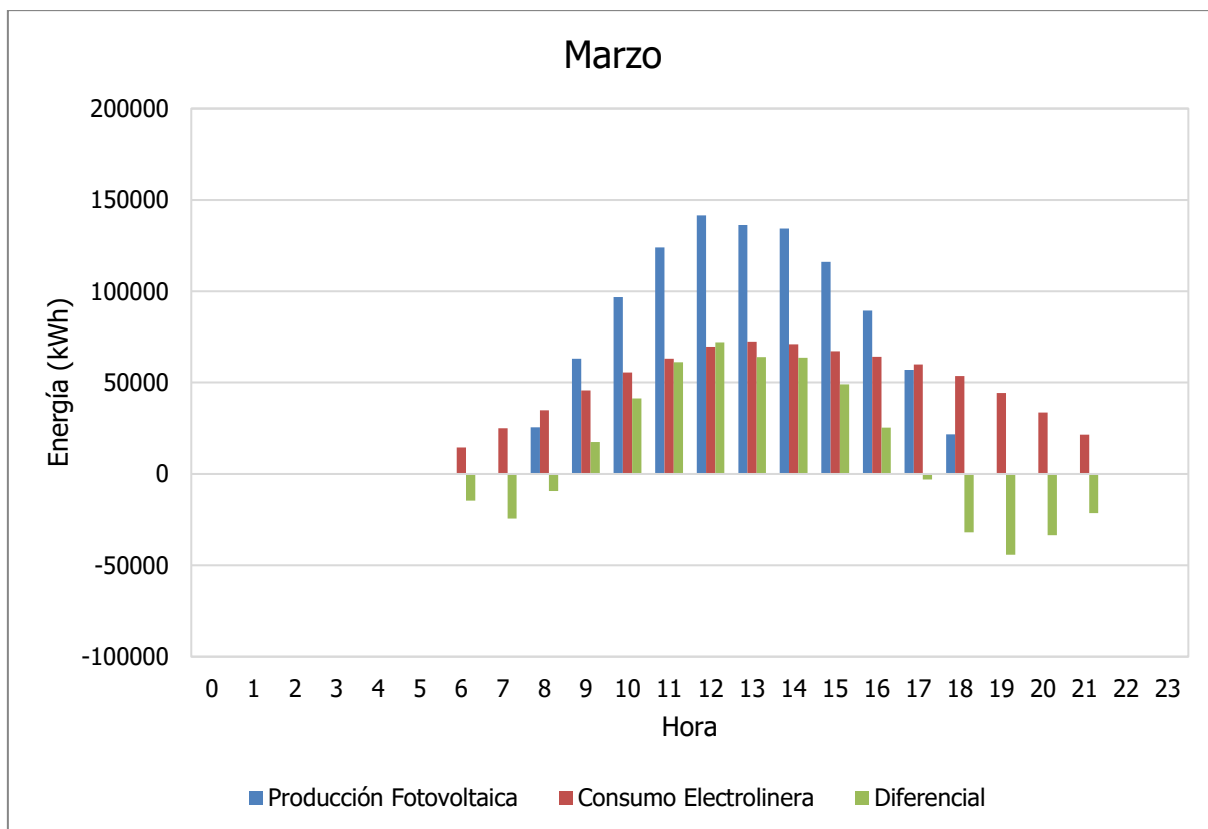


Figura 27. Producción, consumo y diferencial energético para el mes de marzo.

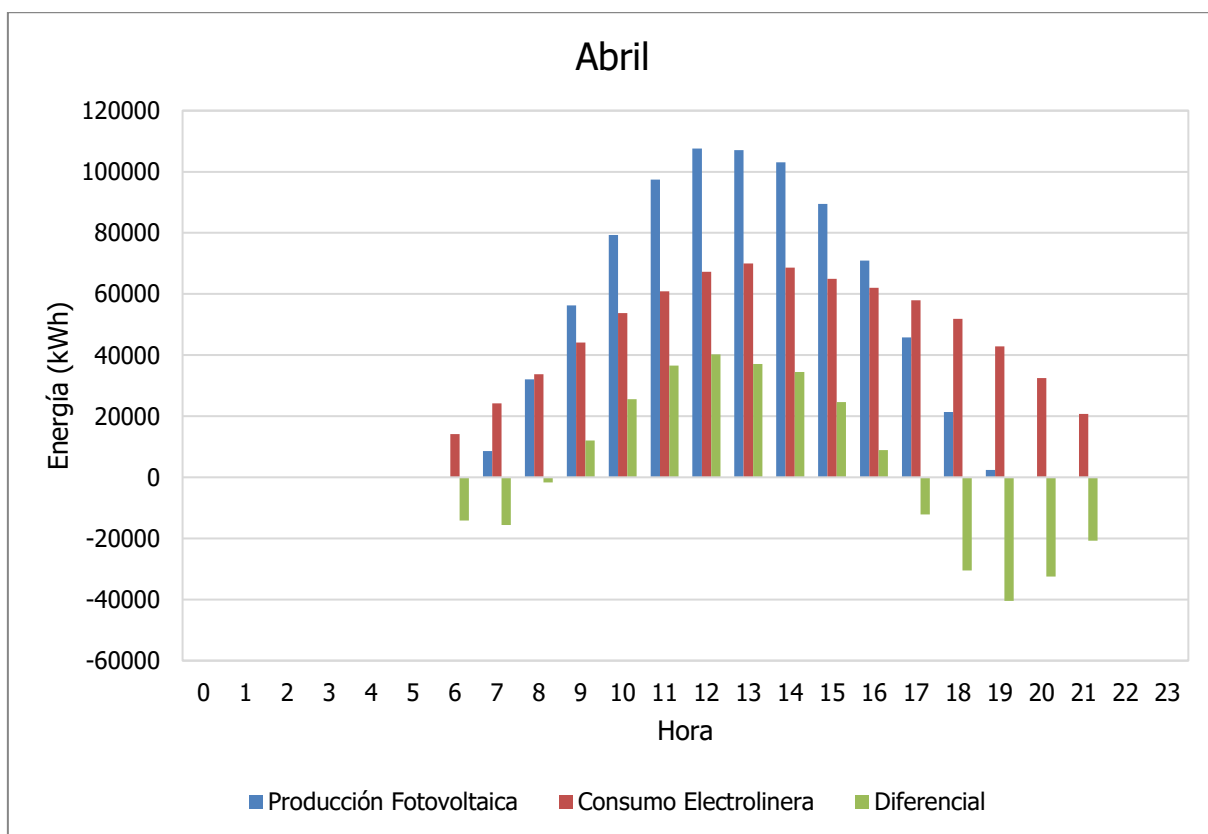


Figura 28. Producción, consumo y diferencial energético para el mes de abril.

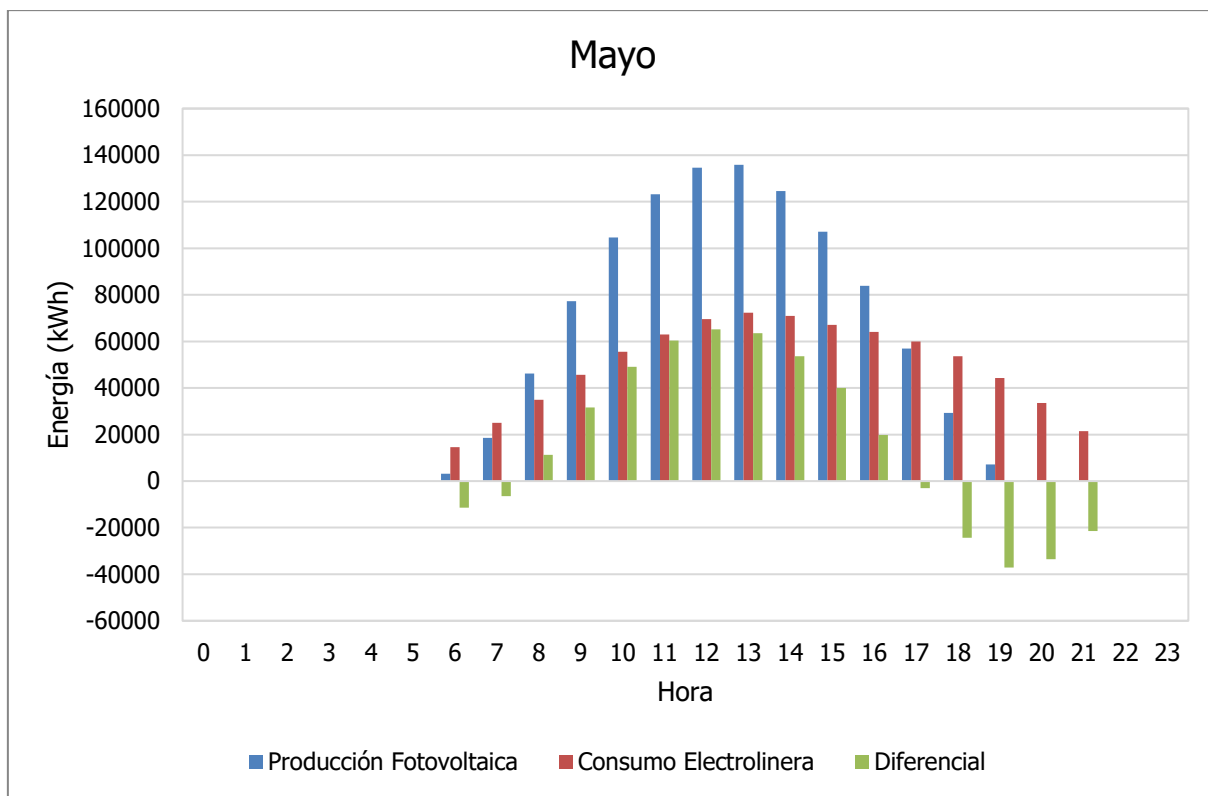


Figura 29. Producción, consumo y diferencial energético para el mes de mayo.

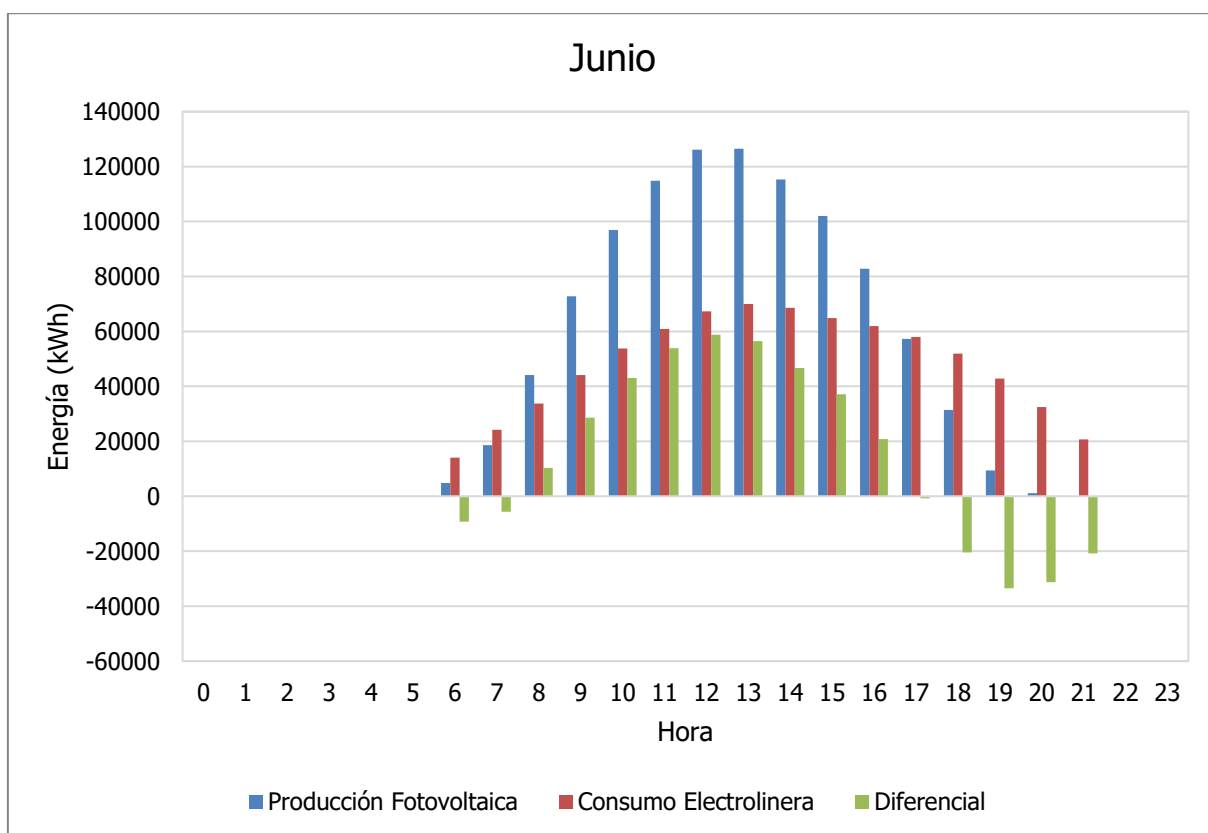


Figura 30. Producción, consumo y diferencial energético para el mes de junio.

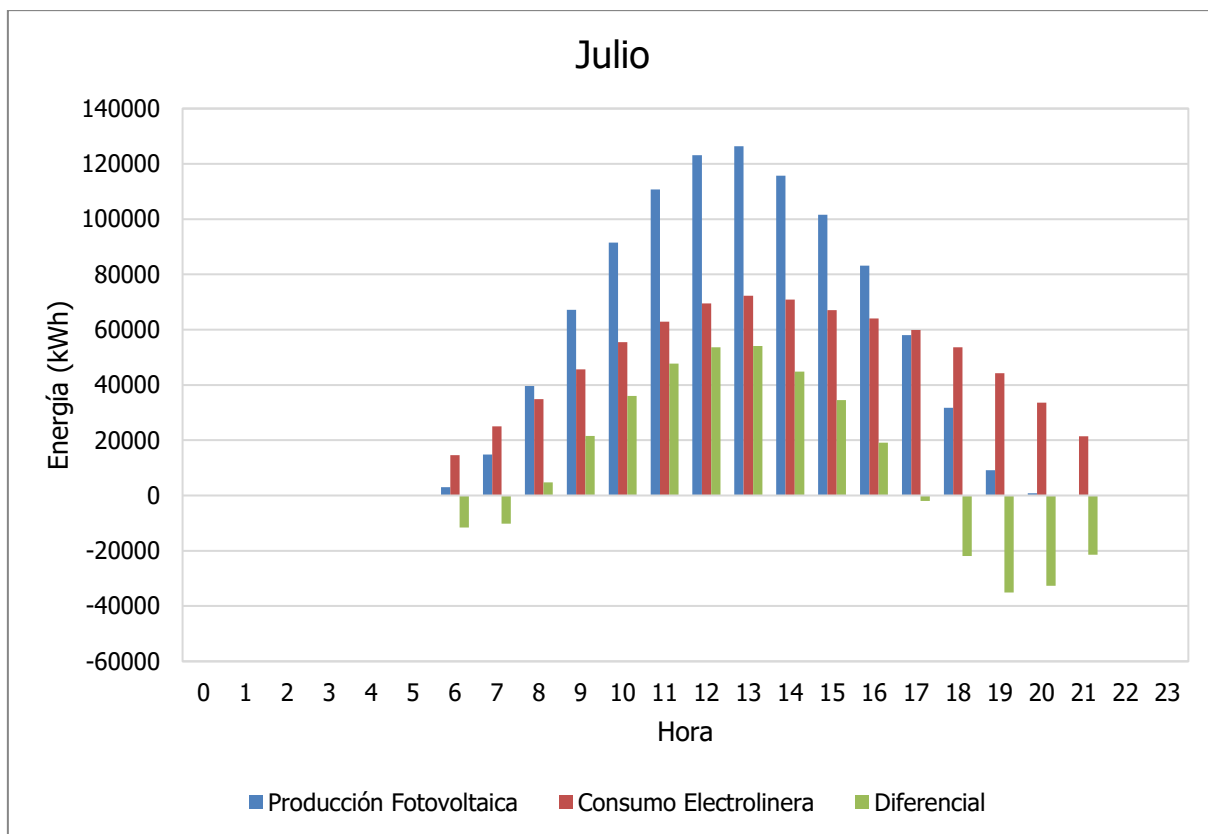


Figura 31. Producción, consumo y diferencial energético para el mes de julio.

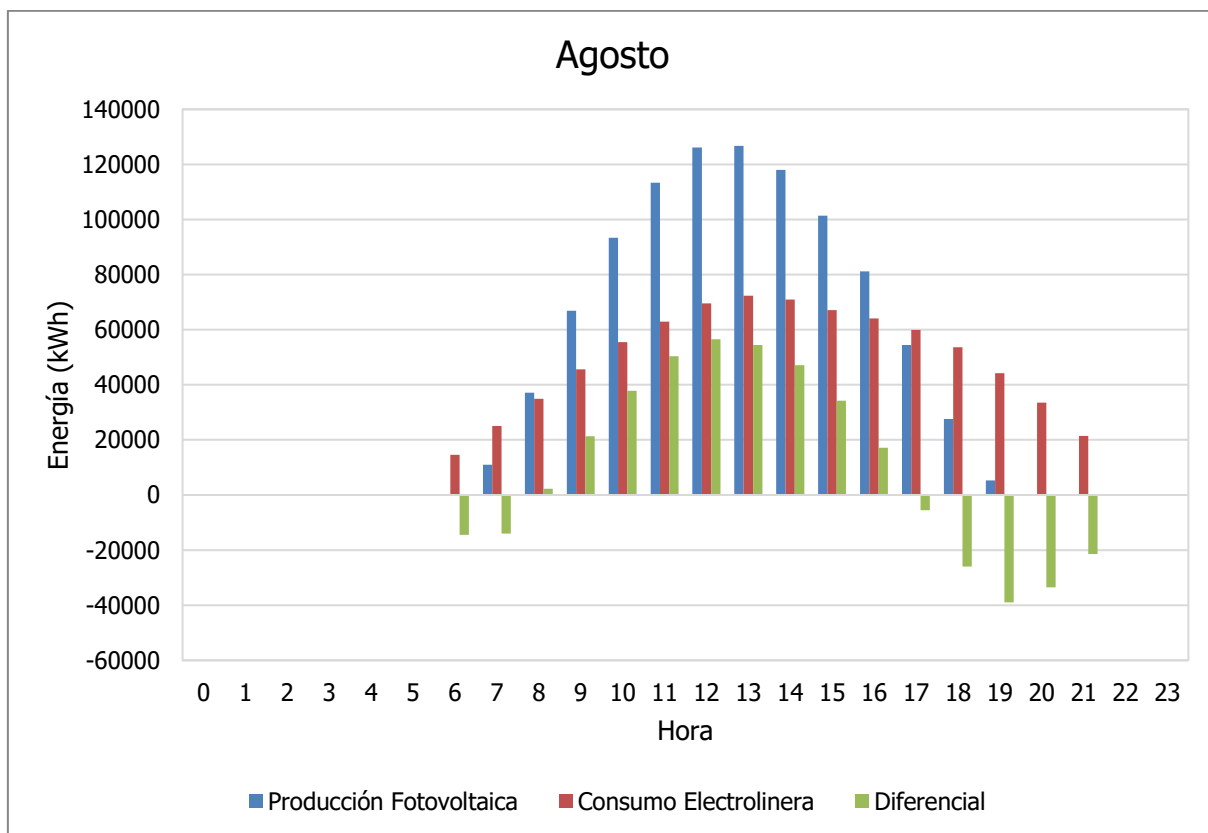


Figura 32. Producción, consumo y diferencial energético para el mes de agosto.

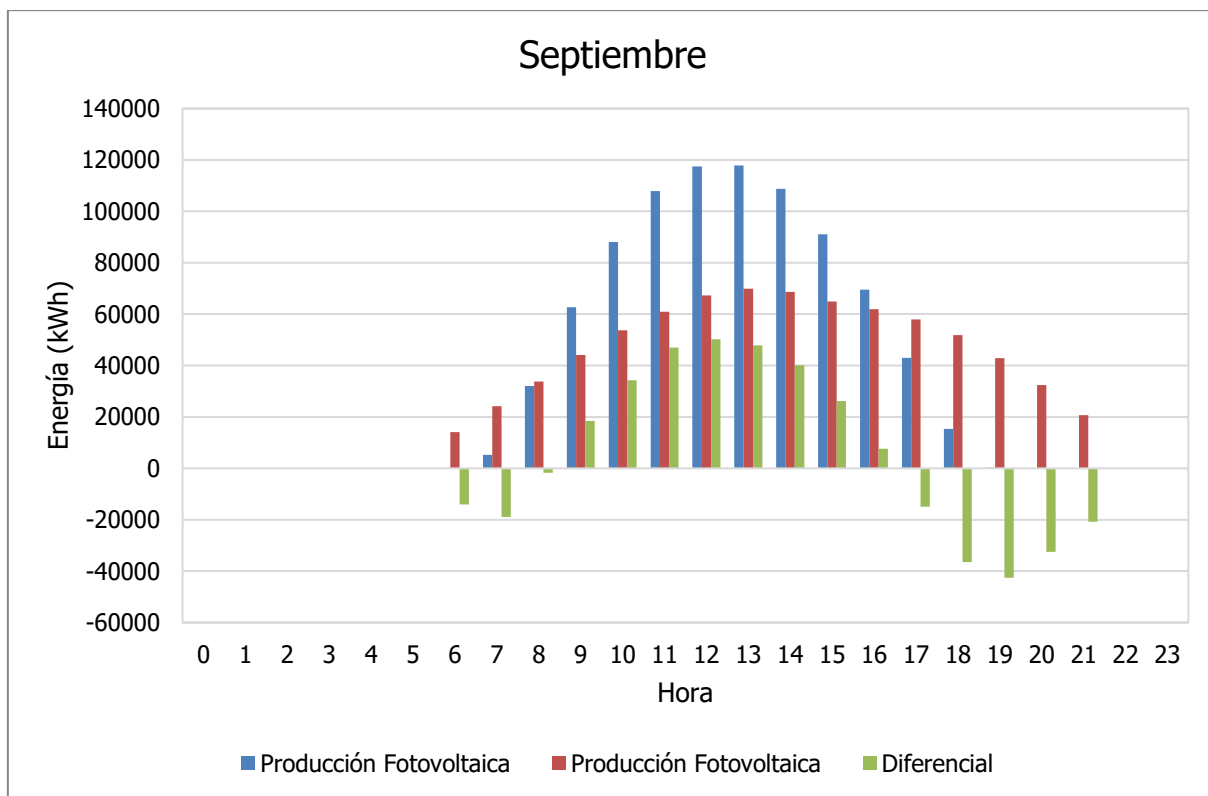


Figura 33. Producción, consumo y diferencial energético para el mes de septiembre.

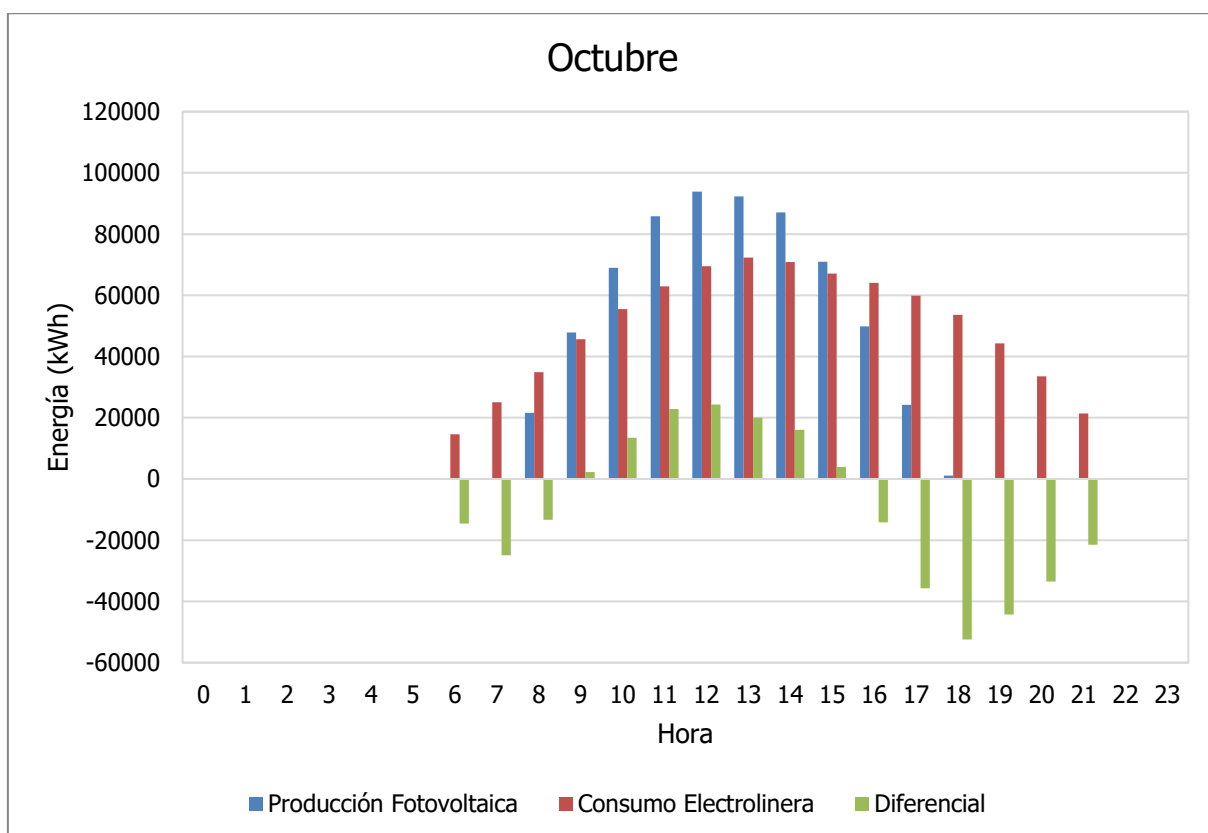


Figura 34. Producción, consumo y diferencial energético para el mes de octubre.

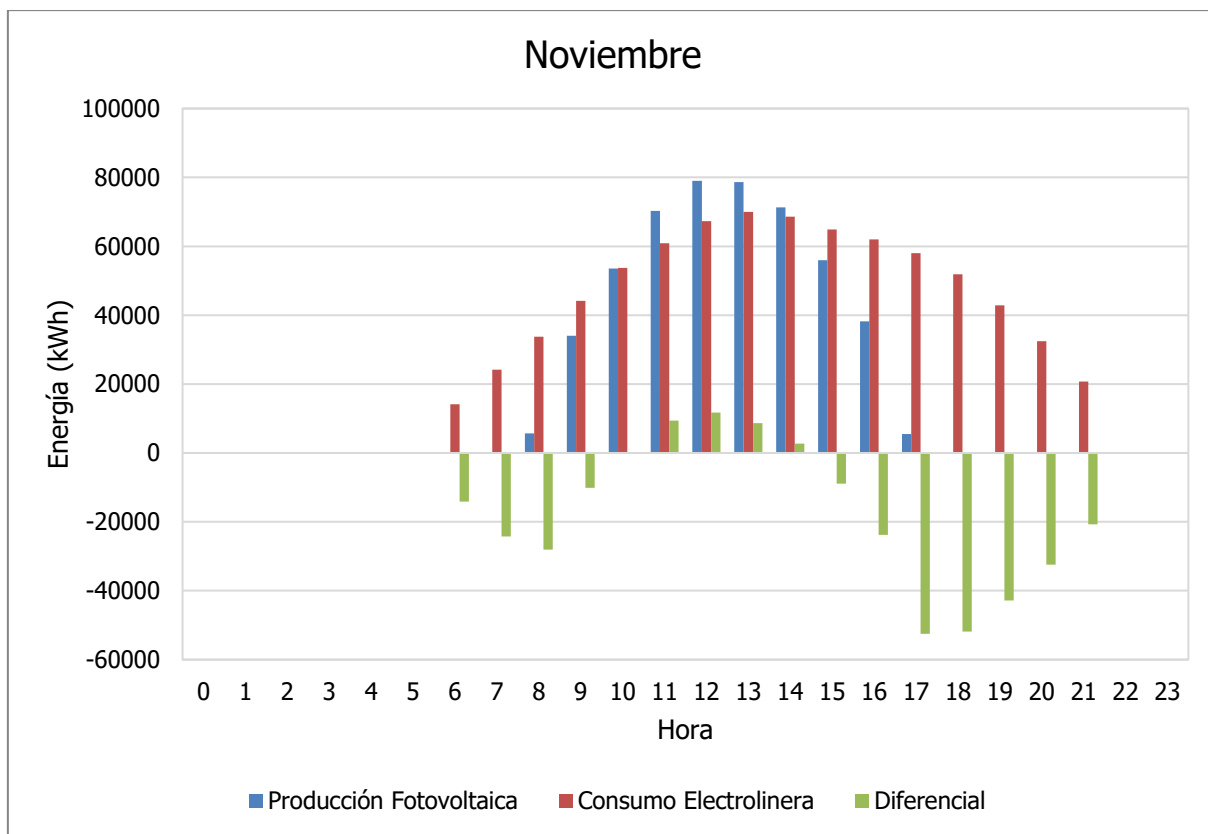


Figura 35. Producción, consumo y diferencial energético para el mes de noviembre.

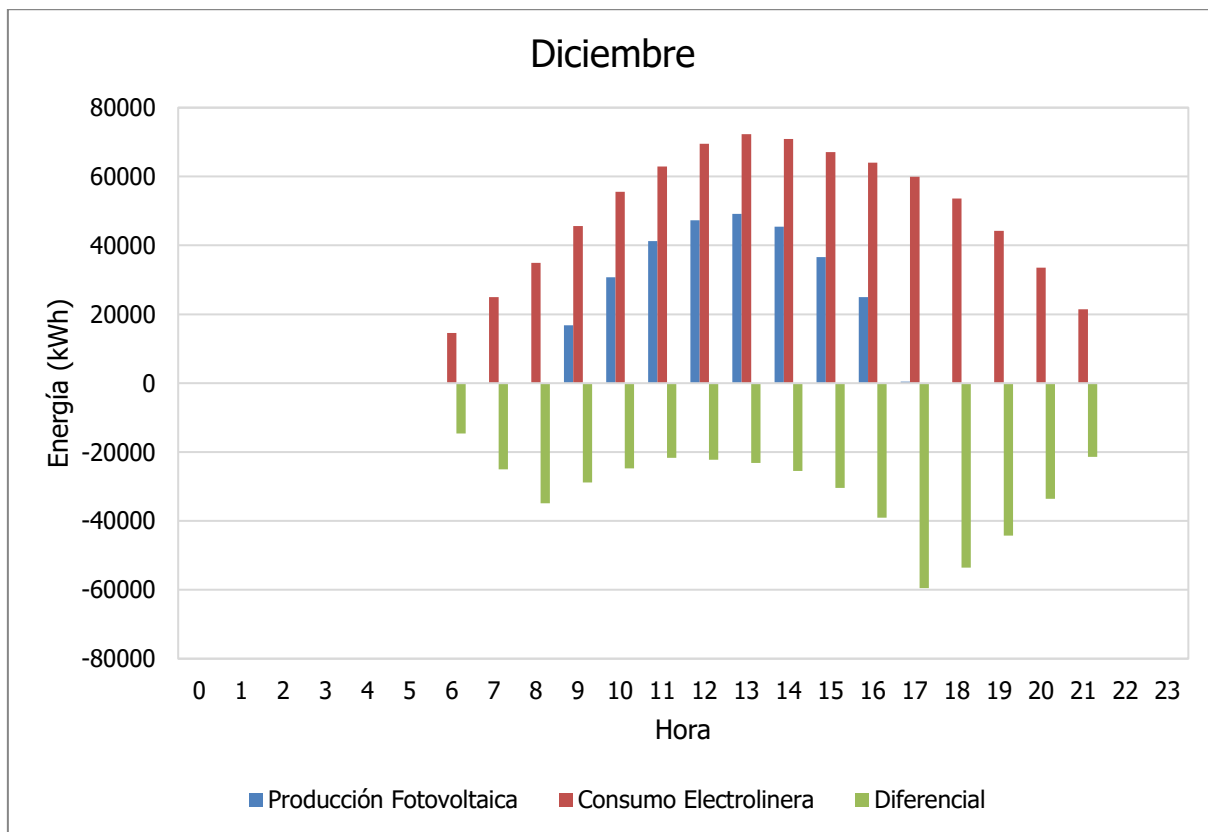


Figura 36. Producción, consumo y diferencial energético para el mes de diciembre.

Se hace la hipótesis que la energía deficitaria que debe suministrar la red eléctrica también es 100% renovable.

Finalmente, se obtienen la tabla y gráfica para la producción y consumo mensual de la electrolinera con autoconsumo.

Tabla 18. Producción y consumo eléctrico para cada mes del año.

Mes	Días	Producción (kWh)	Consumo (kWh)	Diferencia (kWh)
Enero	31	477063,0	788762,61	-311699,61
Febrero	28	805961,0	712430,74	93530,26
Marzo	31	1006430,0	788762,61	217667,39
Abril	30	821274,0	763318,65	57955,35
Mayo	31	1052380,0	788762,61	263617,39
Junio	30	1003970,0	763318,65	240651,35
Julio	31	976570,0	788762,61	187807,39
Agosto	31	962361,0	788762,61	173598,39
Septiembre	30	859306,0	763318,65	95987,35
Octubre	31	643893,0	788762,61	-144869,61
Noviembre	30	492196,0	763318,65	-271122,65
Diciembre	31	292686,0	788762,61	-496076,61

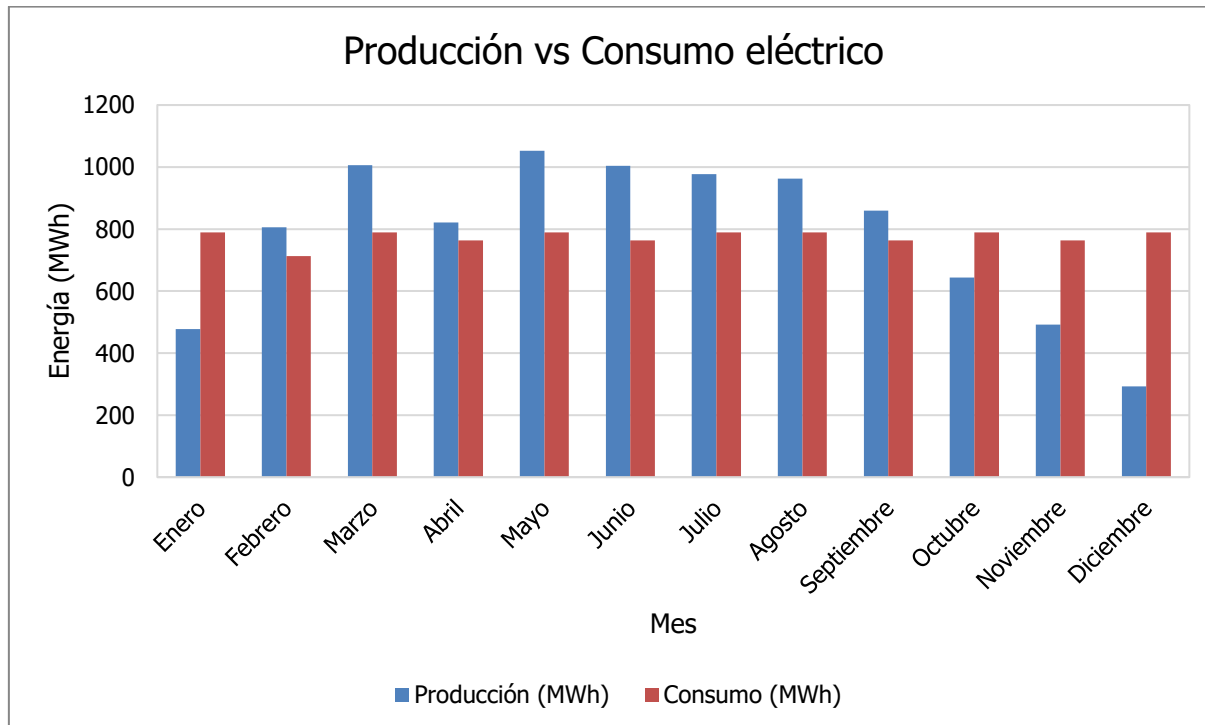


Figura 37. Producción y consumo eléctrico para cada mes del año.

A.4. Instalación eléctrica de la planta fotovoltaica

Para la instalación eléctrica correspondiente en tensión alterna, se han hecho los mismos cálculos que los expuestos en el punto A.2. de los anexos. A partir de estos se han obtenido los siguientes resultados:

Tabla 19. Cálculos de la instalación eléctrica de baja tensión para la instalación fotovoltaica.

Circuito	Tensión (V)	Potencia (W)	Coefficiente de potencia	Longitud (m)	Intensidad (A)	CDT máx. perm. (%)	Sección (cdt) calculada (mm ²)	Sección comercial (mm ²)	Sección del neutro (mm ²)	Sección protección (mm ²)	Intensidad máx. admisible (A)	Sección equivalente (mm ²)	cdt parcial (%)	cdt total (%)	Resistencia parcial (Ω)	Resistencia total (Ω)	Intensidad de cortocircuito (A)	Intensidad mínima de la protección (A)
Inversor 1	575	1666000	0,9	20	1859	1,5	176,35	4x (3x300)	4x300	4x150	2000	1200	0,11	0,11	0,00010	0,01136	50624	2000
Inversor 2	575	1666000	0,9	20	1859	1,5	176,35	4x (3x300)	4x300	4x150	2000	1200	0,11	0,11	0,00010	0,01136	50624	2000
Inversor 3	575	1666000	0,9	20	1859	1,5	176,35	4x (3x300)	4x300	4x150	2000	1200	0,11	0,11	0,00010	0,01136	50624	2000
Inversor 4	575	1666000	0,9	20	1859	1,5	176,35	4x (3x300)	4x300	4x150	2000	1200	0,11	0,11	0,00010	0,01136	50624	2000

Para la parte de instalación que trabaja con corriente continua se han hecho los cálculos para un *string* tipo y una entrada independiente tipo, ya que todas son iguales.

String tipo:

La tensión del *string* se calcula según la expresión siguiente:

$$V_{\text{string}} = n_{\text{mod}} \cdot V_{\text{mod}} \quad (13)$$

Donde:

- V_{string} : tensión del *string* tipo, en V.
- n_{mod} : número de módulos que configuran el *string*, que es de 12.
- V_{mod} : tensión nominal del módulo fotovoltaico, en V.

La potencia del *string* se calcula según la expresión siguiente:

$$P_{\text{string}} = n_{\text{mod}} \cdot P_{\text{mod}} \quad (14)$$

Donde:

- P_{string} : potencia total del *string* tipo, en W.
- n_{mod} : número de módulos que configuran el *string*, que es de 12.
- P_{mod} : potencia nominal del módulo fotovoltaico, en W.

La intensidad que circula por el *string* es la intensidad nominal del módulo.

Para el cálculo de la sección del cableado para cada línea se ha hecho el cálculo según los criterios de caída de tensión e intensidad máxima admisible por el cable. La sección tiene que ser suficiente para que su intensidad máxima admisible sea superior a la intensidad que circula por cada línea, y además la caída de tensión en la línea tiene que ser inferior al 1,5%, según la ITC-BT-40 del Reglamento Electrónico de Baja Tensión.

El cálculo de la sección a partir de la caída de tensión máxima admisible se hace según la expresión siguiente:

$$S_{\text{string}} = \frac{100 \cdot 2 \cdot l_{\text{string}} \cdot I_{\text{string}}}{K \cdot cdt_{\text{string}} \cdot V_{\text{string}}} \quad (15)$$

Donde:

- S_{string} : sección mínima del cableado para el *string* tipo, en mm².
- l_{string} : longitud del *string*, en m.
- I_{string} : intensidad que circula por el *string*, en A.
- K : conductividad del cobre a 90°C, de 44 m/Ω·mm².
- cdt_{string} : caída de tensión máxima permitida, del 1,5%.
- V_{string} : tensión del *string*, en V.

Una vez se conoce la sección comercial que se necesita para el *string* tipo, se puede calcular la cdt que representa aplicando esta misma fórmula, y con la sección del *string* elegida.

Entrada independiente tipo:

Este tramo se inicia en la salida de la caja agrupadora de *strings* y se acaba en la entrada del inversor correspondiente. Para la entrada independiente tipo se tienen los cálculos siguientes: La tensión de la entrada tipo es la misma que la del *string* tipo, ya que los *strings* se agrupan en paralelo. La potencia del *string* se calcula según la expresión siguiente:

$$P_{\text{entrada}} = n_{\text{strings}} \cdot P_{\text{string}} \quad (16)$$

Donde:

- P_{entrada} : potencia total de la entrada tipo, en W.
- n_{strings} : número de *strings* que se agrupan y conforman la entrada tipo, que es de 23.
- P_{string} : potencia nominal de un *string* tipo, en W.

La intensidad que circula por la entrada tipo se calcula según:

$$I_{\text{entrada}} = n_{\text{strings}} \cdot I_{\text{string}} \quad (17)$$

Donde:

- I_{entrada} : intensidad nominal de la entrada tipo, en A.
- n_{strings} : número de *strings* que se agrupan y conforman la entrada tipo, que es de 23.
- I_{string} : intensidad nominal de un *string* tipo, en A.

El cálculo de la sección a partir de la caída de tensión máxima admisible se hace según la expresión siguiente:

$$S_{\text{string}} = \frac{100 \cdot 2 \cdot I_{\text{string}} \cdot I_{\text{string}}}{K \cdot cdt_{\text{string}} \cdot V_{\text{string}}} \quad (18)$$

Donde:

- S_{entrada} : sección mínima del cableado para la entrada tipo, en mm².
- l_{entrada} : longitud del tramo correspondiente a la entrada tipo, en m.
- I_{entrada} : intensidad que circula por la entrada tipo, en A.
- K : conductividad del cobre a 90°C, de 44 m/Ω·mm².
- cdt_{entrada} : caída de tensión máxima permitida, del 1,5%.
- V_{entrada} : tensión de la entrada tipo, en V.

Una vez se conoce la sección comercial que se necesita para la entrada tipo, se puede calcular la cdt que representa aplicando esta misma fórmula, y con la sección de la entrada tipo elegida.

La caída de tensión total es la suma de las caídas de tensión parciales de cada tramo.

Los resultados de los cálculos efectuados a partir de las fórmulas descritas se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 20. Cálculos de la instalación eléctrica de corriente continua de la planta fotovoltaica.

Circuito	Tensión (V)	Potencia (W)	Longitud (m)	Intensidad (A)	cdt máx. adm. (%)	Sección (cdt) calculada (mm²)	Sección comercial (mm²)	Sección protección (mm²)	Intensidad máx. admisible (A)	cdt parcial (%)	cdt total (%)	Intensidad mínima de la protección (A)
Entrada Tipo	945,6	132480	5	140,10	1,5	2,24	35	35	182	0,05	0,05	160
String Tipo	945,6	5760	450	6,09	1,5	8,78	10	10	82	0,66	0,71	15

A.5. Análisis de la viabilidad económica

Para el cálculo de la viabilidad económica, primero hay que conocer los costes e ingresos anuales relativos.

Los costes anuales engloban los siguientes puntos:

- Compra de energía eléctrica a la compañía comercializadora de electricidad.
- Coste del personal.
- Coste de mantenimiento de las instalaciones.

En referencia a la compra de energía eléctrica a la compañía hay que conocer los costes relativos a la potencia contratada con la compañía comercializadora para el suministro de electricidad y los costes de energía por compra de energía eléctrica.

Para los costes por la compra de energía eléctrica se han tomado los precios correspondientes a la tarifa 6.1TDVE de la compañía *Som Energia*. [59]

Los precios con los impuestos incluidos son los siguientes:

Término de potencia:

- (P1) 5,192513 €/kW·año
- (P2) 4,867026 €/kW·año
- (P3) 2,425128 €/kW·año
- (P4) 1,945341 €/kW·año
- (P5) 0,137567 €/kW·año
- (P6) 0,137567 €/kW·año

Término de energía:

- (P1) 0,431698 €/kWh
- (P2) 0,409809 €/kWh
- (P3) 0,313741 €/kWh
- (P4) 0,285772 €/kWh
- (P5) 0,238346 €/kWh
- (P6) 0,224969 €/kWh

Compensación Autoproducción: 0,158087 €/kWh

Para el término de potencia se han sumado los precios de todos los períodos para conocer el precio total que es de 14,70514 €/kW·año.

Así, el coste por la potencia contratada sigue la siguiente expresión:

$$C_{pot} = P_{contr} \cdot C_{pot,u} \quad (19)$$

Donde:

- C_{pot} : coste de la potencia contratada anual, en €.
- P_{contr} : potencia contratada, en kW.
- $C_{pot,u}$: coste por potencia contratada por kW y año, que toma un valor de 14,70514 €/kW·año.

Para el término de energía se ha hecho una media simplificada entre todos los períodos, con lo que la energía se compra a una media de 0,317389 €/kWh. Así, el coste por la energía comprada a la compañía comercializadora sigue la siguiente expresión:

$$C_{en} = E_{cons} \cdot C_{en,u} \quad (20)$$

Donde:

- C_{en} : coste de la energía comprada anual, en €.
- E_{cons} : energía total comprada a la compañía eléctrica, en kWh.
- $C_{en,u}$: coste unitario de la energía en términos de €/kWh, que en este caso toma el valor de 0,317389 €/kWh.

Para el coste del personal se ha tomado un coste total de:

- C_{pers} : 60 000 €.

Para el coste correspondiente al mantenimiento se ha tomado un total de:

- $C_{mant,e}$: coste de mantenimiento de la electrolinera, que es de 1 760 €
- $C_{mant,f}$: coste de mantenimiento de la planta fotovoltaica, que es de 26 400 €.
- C_{mant} : coste de mantenimiento total, que es la suma de los dos valores anteriores, por lo que da un total de 28 160 €.

Por la parte correspondiente a los ingresos anuales, se engloban los siguientes puntos:

- Compensación por autoconsumo de la energía eléctrica excedentaria a la compañía comercializadora de electricidad.
- Ingresos por la venta de electricidad para la carga de vehículos eléctricos.

Para la energía excedentaria, su compensación económica sigue la siguiente expresión:

$$V_{comp} = E_{comp} \cdot V_{comp,u} \quad (21)$$

Donde:

- V_{comp} : compensación de la energía excedentaria, en €.
- E_{comp} : energía excedentaria vertida a la red eléctrica, en kWh.
- $V_{comp,u}$: precio de venta de la energía compensada, que toma el valor de 0,158087 €/kWh.

Los ingresos por la venta de electricidad siguen la siguiente expresión:

$$V_{en} = E_v \cdot V_{en,u} \quad (22)$$

Donde:

- V_{en} : venta de la electricidad a los usuarios de los cargadores ultrarrápidos, en €.
- E_v : energía total vendida, en kWh.
- $V_{en,u}$: precio de venta de la electricidad, en €/kWh, y que toma distintos valores según cada caso.

Así, el Cash Flow anual es el balance entre ingresos y gastos, y sigue la siguiente expresión:

$$CF = V_{en} + V_{comp} - C_{en} - C_{pot} - C_{mant} - C_{pers} \quad (23)$$

Donde:

- CF: Cash Flow anual, en €.
- V_{en} : venta de la electricidad a los usuarios de los cargadores ultrarrápidos, en €.
- V_{comp} : compensación de la energía excedentaria, en €.
- C_{en} : coste de la energía comprada anual, en €.
- C_{pot} : coste de la potencia contratada anual, en €.
- C_{mant} : coste anual de mantenimiento de la instalación.
- C_{pers} : coste anual del personal que trabaja en la electrolinera.

Se considera el Cash Flow el mismo para todos los años, pero se ajusta teniendo en cuenta la inflación. Por lo que el Cash Flow ajustado para cada año sigue la siguiente expresión:

$$CF_j = CF \cdot (1+i)^j \quad (24)$$

Donde:

- CF_j : Cash Flow ajustado para cada año, teniendo en cuenta la inflación, donde j es el año, empezando por el año 1, en €.
- i: tasa de inflación, que se toma un valor del 3%.
- j: año, que en el estudio se toma des de 1 hasta 10.

Una vez se tiene el Cash Flow ajustado con la inflación, este se actualiza teniendo en cuenta la tasa de descuento, que determina el valor presente de un pago futuro. Así, el Cash Flow actualizado sigue la expresión siguiente:

$$CF_{a,j} = \frac{CF_j}{(1+k)^j} \quad (25)$$

Donde:

- $CF_{a,j}$: Cash Flow actualizado para cada año j, en €.
- k: tasa de descuento, que toma un valor del 5%.
- j: año, que en el estudio se toma des de 1 hasta 10.

Finalmente, se puede calcular el VAN, que es la suma del Cash Flow actualizado des del inicio de la inversión hasta el año estudiado, y sigue la siguiente expresión:

$$VAN_j = -I + \sum_1^j CF_{a,j} \quad (26)$$

Donde:

- VAN_j : valor presente de los flujos de caja actualizados para el año j , en €.
- I : la inversión inicial del proyecto, en €.

También se ha calculado la TIR (tasa interna de rentabilidad), que es el valor que toma la tasa de descuento para que el VAN al año j tenga un valor igual a 0.

También a partir del VAN para cada año j , se puede calcular el período de recuperación (o Payback), que es el tiempo que se tarda a recuperar la inversión inicial, y es el momento en cuando el VAN toma un valor igual a 0, con la tasa de descuento determinada del 5%.

Así, a continuación, se exponen los cálculos efectuados para cada caso. Se ha hecho el cálculo del VAN para 5 años, aunque se ha estudiado cuáles pueden llegar ser los beneficios potenciales del proyecto al cabo de 10 años.

Caso 1. Electrolinera con instalación fotovoltaica.

Tabla 21. Cálculos del VAN para el caso 1.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cash Flow	-5.829.801,03 €	1.663.823,82 €	1.713.738,54 €	1.765.150,69 €	1.818.105,21 €	1.872.648,37 €	1.928.827,82 €	1.986.692,66 €	2.046.293,43 €	2.107.682,24 €	2.170.912,70 €
Cash Flow Actualizado		1.584.594,12 €	1.554.411,37 €	1.524.803,54 €	1.495.759,66 €	1.467.269,00 €	1.439.321,02 €	1.411.905,38 €	1.385.011,94 €	1.358.630,76 €	1.332.752,08 €
Cash Flow Acumulado	-5.829.801,03 €	-4.245.206,92 €	-2.690.795,55 €	-1.165.992,01 €	329.767,65 €	1.797.036,64 €	3.236.357,66 €	4.648.263,04 €	6.033.274,98 €	7.391.905,75 €	8.724.657,83 €
VAN a 5 años	1.797.036,64 €										

Tabla 22. Cálculos de la TIR para el caso 1.

Año	0	1	2	3	4	5
Cash Flow		1.442.893,19 €	1.288.837,77 €	1.151.230,61 €	1.028.315,54 €	918.523,92 €
Cash Flow Acumulado	-5.829.801,03 €	-4.386.907,84 €	-3.098.070,07 €	-1.946.839,46 €	-918.523,92 €	0,00 €
TIR	0,153					

VAN a 5 años: 1.797.036,64 €.

TIR = 15,30 %.

Payback = 3,78 años.

Caso 2. Electrolinera sin instalación fotovoltaica.

Tabla 23. Cálculos del VAN para el caso 2.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cash Flow	-1.580.152,11 €	451.020,66 €	464.551,28 €	478.487,82 €	492.842,45 €	507.627,73 €	522.856,56 €	538.542,26 €	554.698,52 €	571.339,48 €	588.479,66 €
Cash Flow Actualizado		429.543,49 €	421.361,71 €	413.335,77 €	405.462,71 €	397.739,61 €	390.163,62 €	382.731,93 €	375.441,80 €	368.290,52 €	361.275,47 €
Cash Flow Acumulado	-1.580.152,11 €	-1.150.608,62 €	-729.246,92 €	-315.911,15 €	89.551,56 €	487.291,17 €	877.454,78 €	1.260.186,71 €	1.635.628,51 €	2.003.919,03 €	2.365.194,49 €
VAN a 5 años	487.291,17 €										

Tabla 24. Cálculos de la TIR para el caso 2.

Año	0	1	2	3	4	5
Cash Flow		391.117,68 €	349.345,93 €	312.035,45 €	278.709,76 €	248.943,28 €
Cash Flow Acumulado	-1.580.152,11 €	-1.189.034,42 €	-839.688,49 €	-527.653,04 €	-248.943,28 €	0,00 €
TIR	0,153					

VAN a 5 años: 487.291,17 €.

TIR = 15,30 %.

Payback = 3,78 años.

Caso 3. Electrolinera con instalación fotovoltaica y precio de venta superior.

Tabla 25 Cálculos del VAN para el caso 3.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cash Flow	-5.829.801,03 €	3.069.018,52 €	3.161.089,08 €	3.255.921,75 €	3.353.599,40 €	3.454.207,39 €	3.557.833,61 €	3.664.568,62 €	3.774.505,68 €	3.887.740,85 €	4.004.373,07 €
Cash Flow Actualizado		2.922.874,78 €	2.867.200,98 €	2.812.587,63 €	2.759.014,53 €	2.706.461,87 €	2.654.910,22 €	2.604.340,50 €	2.554.734,01 €	2.506.072,41 €	2.458.337,70 €
Cash Flow Acumulado	-5.829.801,03 €	-2.906.926,25 €	-39.725,27 €	2.772.862,36 €	5.531.876,89 €	8.238.338,76 €	10.893.248,98 €	13.497.589,48 €	16.052.323,49 €	18.558.395,90 €	21.016.733,60 €
VAN a 5 años	8.238.338,76 €										

Tabla 26. Cálculos de la TIR para el caso 3.

Año	0	1	2	3	4	5
Cash Flow		2.092.830,12 €	1.469.960,51 €	1.032.469,81 €	725.185,40 €	509.355,20 €
Cash Flow Acumulado	-5.829.801,03 €	-3.736.970,92 €	-2.267.010,40 €	-1.234.540,60 €	-509.355,20 €	0,00 €
TIR	0,4664					

VAN a 5 años: 8.238.338,76 €.

TIR = 46,64 %.

Payback = 2,02 años.

A partir de los valores obtenidos en el caso 1, se hace el cálculo para la comparativa entre el precio del combustible convencional y el suministro de electricidad para el vehículo eléctrico.

Para el cálculo del coste del combustible convencional se han cogido los siguientes valores, que son los precios medios de combustible en España para mayo de 2023 [60]:

- Precio del diésel: 1,465 €/l.
- Precio de la gasolina: 1,622 €/l.

A partir de estos valores, se han calculado estos mismos precios expresados en €/kWh netos, que serían los kWh que llegan a la rueda, aplicando la eficiencia *Tank to Wheel*. La expresión para el cálculo de estos precios es la siguiente:

$$C_{\text{comb},i} = \frac{P_{\text{comb},i} \cdot 1000 \cdot 3600}{\text{PCI}_i \cdot \rho_i \cdot \text{TTW}_{\text{MCI}}} \quad (27)$$

Donde:

- $C_{\text{comb},i}$: precio de venta para cada combustible i , en €/kWh.
- $P_{\text{comb},i}$: precio de venta del combustible i , en €/l.
- PCI_i : poder calorífico de cada combustible i , en kJ/kg.
- $\text{PCI}_{\text{gasoil}}$: 42275 kJ/kg
- $\text{PCI}_{\text{gasolina}}$: 43950 kJ/kg
- ρ_i : densidad de cada combustible i , en kg/m³
- Densidad del gasoil, ρ_{gasoil} : 850 kg/m³
- Densidad de la gasolina, ρ_{gasolina} : 730 kg/m³
- TTW_{MCI} : eficiencia *Tank To Wheel* para el vehículo con motor de combustión interna, que es del 26%.

Así, el precio de venta de cada combustible aplicando la expresión es el siguiente:

- Precio del diésel neto: 0,565 €/kWh
- Precio de la gasolina neto: 0,700 €/kWh

Para el cálculo del precio medio entre el gasoil i la gasolina, se sigue la siguiente expresión:

$$C_{\text{comb}} = \frac{C_{\text{comb,gasoil}} \cdot V_{\text{gasoil}} + C_{\text{comb,gasolina}} \cdot V_{\text{gasolina}}}{V_{\text{gasoil}} + V_{\text{gasolina}}} \quad (28)$$

Donde:

- C_{comb} : coste medio del combustible en €/kWh.
- $C_{\text{comb,gasoil}}$: coste del gasoil, cuyo valor es de 0,565 €/kWh.
- V_{gasoil} : vehículos de gasoil en circulación en España en el año 2022, que toma un valor de 14,224 millones.
- $C_{\text{comb,gasolina}}$: coste de la gasolina, cuyo valor es de 0,700 €/kWh.
- V_{gasolina} : vehículos de gasolina en circulación en España en el año 2022, que toma un valor de 11,592 millones.

Así, aplicando la expresión, el precio medio del combustible es de 0,625 €/kWh.

La electricidad se compra a un precio de 0,230 €/kWh, que aplicando la eficiencia Tank To Wheel para los vehículos puramente eléctricos, que toma un valor del 84%, nos da el precio de la electricidad neto, que serían los kWh que llegan a la rueda.

Así, el precio medio de la electricidad neto es de 0,267 €/kWh.

Para pasar estos precios a un valor más intuitivo para el lector (precios expresados en €/km recorrido), se aplican los consumos medios tanto de los vehículos eléctricos como los de los vehículos con motor de combustión interna.

- Consumo medio tipo de un vehículo eléctrico: 0,2 kWh/km.
- Consumo medio tipo de un vehículo con MCI: 6,344 l/100 km.

Aplicando la expresión 6, el precio medio del combustible es de 1,524 €/l. Aplicando el consumo medio del vehículo con MCI, el precio medio del combustible en €/km es de:

$$P_{\text{comb}} = \frac{1,524 \text{ €}}{\text{l}} \cdot \frac{6,344 \text{ l}}{100 \text{ km}} = 0,097 \text{ €/km}$$

Para el vehículo eléctrico, su precio medio en €/km es de:

$$P_{\text{ve}} = \frac{0,267 \text{ €}}{\text{kWh}} \cdot \frac{0,2 \text{ kWh}}{\text{km}} = 0,053 \text{ €/km}$$

Para un consumo anual de 20 000 km, el ahorro que supone el uso de un vehículo eléctrico respecto a un vehículo con MCI es de:

$$\text{Ahorro anual} = (0,097 \text{ €/km} - 0,053 \text{ €/km}) \cdot 20\,000 \text{ km} = 878,47 \text{ €}$$

Al largo de la vida útil de un vehículo, que se estima de 300 000 km, el ahorro total puedes ser de:

$$\text{Ahorro total} = (0,097 \text{ €/km} - 0,053 \text{ €/km}) \cdot 300\,000 \text{ km} = 13\,177,06 \text{ €}$$

A.6. Cálculo de emisiones de CO₂

Para el cálculo del ahorro de emisiones de dióxido de carbono, se han tenido en cuenta los siguientes puntos:

1. Ahorro de emisiones por la sustitución de combustibles por electricidad generada mediante energías renovables.

Para el cálculo del ahorro de emisiones se han buscado valores de emisiones de CO₂ por la combustión de gasolina y diésel. [61]

Emisiones CO₂ gasolina: 2,35 kg/l

Emisiones CO₂ diésel: 2,64 kg/l

Aplicando la fórmula de la expresión 6 se calcula el valor de emisión de CO₂, que es de 2,510 kg/l.

Teniendo en cuenta que se ha tomado como referencia una gasolinera que consume 3 millones de litros al año de combustible, el ahorro anual en emisiones sigue la siguiente expresión:

$$\text{Emis}_{\text{sust}} = 2,510 \frac{\text{kg}}{\text{l}} \cdot 3\,000\,000 \text{ l} \cdot \frac{1 \text{ t}}{1000 \text{ kg}} = 7529,35 \text{ t de CO}_2/\text{año}$$

Por lo que hay un ahorro de emisiones de 7529,35 t al año, por el hecho de no quemar combustibles convencionales.

2. Generación de emisiones en la producción, refinado y transporte de los combustibles.

Para este punto, en el caso de la gasolina se genera un total 10,961 g de CO₂/MJ y en el caso del diésel un total de 13,061 g de CO₂/MJ, según referencia consultada [62].

Aplicando la expresión 6, se calcula el valor de emisión medio, que es de 12,118 g de CO₂/MJ. Este valor se pasa a unidades de kg/l tal y como sigue:

$$\text{Emis}_{\text{grt,u}} = 12,118 \frac{\text{g}}{\text{MJ}} \cdot \frac{3,6 \text{ MJ}}{1 \text{ kWh}} \cdot \frac{1 \text{ kg}}{1000 \text{ g}} \cdot \frac{9,58 \text{ kWh}}{\text{l}} = 0,414 \text{ kg/l}$$

Al multiplicar este valor de referencia del consumo anual de la gasolinera, de 3 millones de litros, se obtiene las emisiones anuales totales para este punto:

$$\text{Emis}_{\text{grt}} = 0,414 \frac{\text{kg}}{\text{l}} \cdot 3\,000\,000 \text{ l} \cdot \frac{1 \text{ t}}{1000 \text{ kg}} = 1243,49 \text{ t de CO}_2/\text{año}$$

3. Generación de emisiones en el ciclo de vida de la planta fotovoltaica.

Para el caso de la fotovoltaica, se ha cogido un valor de referencia de 0,025 kg/kWh [63], que, al multiplicarlo por la generación anual total de la planta fotovoltaica, se obtienen las emisiones totales para este punto:

$$\text{Emis}_{\text{fot}} = 0,025 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \cdot 9\,394\,090 \text{ kWh} \cdot \frac{1 \text{ t}}{1000 \text{ kg}} = 234,85 \text{ t de CO}_2/\text{año}$$

Al sumar los tres puntos descritos, el ahorro anual de emisiones que se obtiene es de:

$$\text{Emis}_{\text{tot}} = \text{Emis}_{\text{sust}} + \text{Emis}_{\text{grt}} - \text{Emis}_{\text{fot}} \quad (29)$$

$$\text{Emis}_{\text{tot}} = 7633,68 \text{ t} + 1243,49 \text{ t} - 234,85 \text{ t}$$

$$\text{Emis}_{\text{tot}} = 8\,537,99 \text{ t de CO}_2/\text{año}$$

4. Generación de emisiones en la producción del vehículo de MCI y vehículo eléctrico.

También hay que tener en cuenta la diferencia entre la generación de emisiones de un vehículo eléctrico y el vehículo de MCI, donde el primero tiene mayor impacto en referencia a las emisiones de CO₂.

Así, según las referencias [51], la producción de un vehículo eléctrico con una batería de 80 kWh (corresponde aproximadamente a las baterías que presentan los modelos de vehículos actuales con 80 kWh de autonomía) [7] supone unas emisiones de 20,09 toneladas de CO₂ a la atmosfera, mientras que la fabricación de un vehículo de MCI supone 5,63 toneladas de CO₂. Por lo que la generación de un vehículo eléctrico supone unas emisiones extra de 14,46 toneladas de CO₂ a la atmosfera.

Para este cálculo se han tomado los siguientes valores para las emisiones de dióxido de carbono:

- Fabricación del chasis (VE y MCI): 4219 kg de CO₂
- Motor de gasolina y transmisión (MCI): 1274 kg de CO₂
- Motor de diésel y transmisión (MCI): 1539 kg de CO₂
- Batería de ion-litio (VE): 177 kg de CO₂ por kWh
- Motor eléctrico (VE): 1070 kg de CO₂
- Inversor eléctrico (VE): 641 kg de CO₂

Así, las emisiones de dióxido de carbono para la producción de un vehículo eléctrico son:

$$\text{Emis}_{\text{VE}} = 4219 \text{ kg CO}_2 + 177 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kWh}} \cdot 80 \text{ kWh} + 1070 \text{ kg CO}_2 + 641 \text{ kg CO}_2$$

$$\text{Emis}_{\text{VE}} = 20,09 \text{ t de CO}_2$$

Para un vehículo con MCI, las emisiones son las siguientes:

$$\text{Emis}_{\text{VE}} = 4219 \text{ kg CO}_2 + (1274 \text{ kg CO}_2 + 1539 \text{ kg CO}_2)/2$$

$$\text{Emis}_{\text{MCI}} = 5,63 \text{ t de CO}_2$$

Teniendo en cuenta que un coche recorre unos 20000 km al año, y tomando un consumo medio de 6,344 l/100 km para un coche de MCI, se calcula a continuación el ahorro de emisiones de CO₂ que representa generar la electricidad mediante la planta fotovoltaica en vez de quemar combustible, para un coche:

$$\text{Emis}_{\text{sust},1} = 2,510 \frac{\text{kg}}{\text{l}} \cdot \frac{6,344 \text{ l}}{100 \text{ km}} \cdot \frac{20000 \text{ km}}{\text{año}} = 3184,41 \text{ kg de CO}_2/\text{año}$$

Hay que tener en cuenta la generación de emisiones en la producción, refinado y transporte de los combustibles.

$$\text{Emis}_{\text{grt},1} = 0,414 \frac{\text{kg}}{\text{l}} \cdot \frac{6,344 \text{ l}}{100 \text{ km}} \cdot \frac{20000 \text{ km}}{\text{año}} = 525,91 \text{ kg de CO}_2/\text{año}$$

También se debe restar la generación de emisiones en el ciclo de vida de la planta fotovoltaica

$$\text{Emis}_{\text{fot},1} = 0,025 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \cdot \frac{6,344 \text{ l}}{100 \text{ km}} \cdot \frac{20000 \text{ km}}{\text{año}} \cdot 9,50 \text{ kWh/l} \cdot \frac{26}{84} = 93,28 \text{ kg de CO}_2/\text{año}$$

Así, finalmente las emisiones totales ahorradas a lo largo de un año

$$\text{Emis}_{\text{tot}} = 3184,41 \text{ kg de CO}_2/\text{año} + 525,91 \text{ kg de CO}_2/\text{año} - 93,28 \text{ kg de CO}_2/\text{año}$$

$$\text{Emis}_{\text{tot}} = 3617,04 \text{ kg de CO}_2/\text{año}$$

El consumo medio se ha obtenido a partir de los datos de consumo de energía del Eurostat y el IDAE. Según el Eurostat (para el año 2018) [64], el consumo correspondiente al transporte por carretera fue de 28735,30 ktep/año, que corresponden a 334 192 GWh/año. Según el IDAE [65], el 53,57% de este consumo corresponde a los turismos, por lo que los turismos representan un consumo de combustibles total de 179 026 GWh/año.

Según los datos del MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico), en su informe de metodología de estimación de emisiones para transportes por carretera [39], se estima que todos los turismos en España recorren 297 mil millones de kilómetros al año.

Así, el consumo medio es el siguiente:

$$C_{\text{med,MCI}} = \frac{179\,026 \text{ GWh}}{1 \text{ año}} \cdot \frac{1\,000\,000 \text{ kWh}}{1 \text{ GWh}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{297\,000\,000\,000 \text{ km}} \cdot \frac{1 \text{ l}}{9,50 \text{ kWh}} \cdot 100$$

$$C_{\text{med,MCI}} = 6,344 \text{ l/100 km}$$

Así, la fabricación de un vehículo eléctrico compensa al cabo de aproximadamente 80 000 km, tal y como se desarrolla en la siguiente expresión:

$$\frac{14,46 \text{ t}}{3,62 \text{ t}} \cdot 20\,000 \text{ km} = 79\,950 \text{ km}$$

Es decir, el ahorro de emisiones de CO₂ calculados anteriormente iguala a la generación de emisiones de CO₂ por la producción del vehículo eléctrico a los 79 950 km.

A partir de ese punto de inflexión, todo el ahorro de emisiones es neto y el vehículo eléctrico es medioambientalmente más sostenible que el vehículo de MCI en referencia a las emisiones de CO₂ liberadas a la atmosfera.

Finalmente, a lo largo de la vida útil de un vehículo (300 000 km y 15 años), el ahorro que se consigue es un total de 39,80 t de CO₂, tal y como se muestra en el siguiente cálculo:

$$\text{Emis}_{\text{tot,vida}} = 3617,04 \text{ kg de CO}_2/\text{año} \cdot 15 \text{ años} \cdot \frac{1 \text{ t}}{1000 \text{ kg}} - 14,46 \text{ t} = 39,80 \text{ t de CO}_2$$

Este ahorro aún es mayor con el uso de baterías menos contaminantes en los vehículos eléctricos. Por ejemplo, con el uso de baterías de sodio que liberan una media de 70 kg de CO₂/kWh en su producción se conseguiría que el vehículo eléctrico empezará a ser rentable a los 32 620 km, tal y como se ve en los cálculos siguientes:

Las emisiones por la producción de un vehículo eléctrico con batería de sodio son:

$$\text{Emis}_{\text{VE,Na}} = 4219 \text{ kg CO}_2 + 70 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kWh}} \cdot 80 \text{ kWh} + 1070 \text{ kg CO}_2 + 641 \text{ kg CO}_2$$

$$\text{Emis}_{\text{VE,Na}} = 11,53 \text{ t de CO}_2$$

Las emisiones de un vehículo con MCI son:

$$\text{Emis}_{\text{MCI}} = 5,63 \text{ t de CO}_2$$

El ahorro de emisiones por la sustitución de un vehículo con MCI por un vehículo eléctrico con batería de sodio, sin tener en cuenta la producción del vehículo, es de:

$$\text{Emis}_{\text{tot}} = 3617,04 \text{ kg de CO}_2/\text{año}$$

Así, la fabricación de un vehículo eléctrico compensa al cabo de:

$$\frac{11,53 \text{ t} - 5,63 \text{ t}}{3,62 \text{ t}} \cdot 20\,000 \text{ km} = 32\,623 \text{ km}$$

Si se sustituyeran todos los vehículos con MCI de España por vehículos eléctricos (con batería de litio) se tendría un ahorro de 68,49 millones de toneladas de CO₂ al año, tal y como se ha calculado según la siguiente expresión:

$$\text{Emis}_{\text{ahorro,tot,Li}} = \frac{39,80 \text{ t}}{15} \cdot (14,224 + 11,592) \cdot 10^6 = 68,49 \cdot 10^6 \text{ t de CO}_2/\text{año}$$

Si estos mismos vehículos estuvieran equipados con batería de sodio, el ahorro total a lo largo de la vida útil de un vehículo (300 000 km y 15 años), sería de

$$\text{Emis}_{\text{tot,vida}} = 3617,04 \text{ kg de CO}_2/\text{año} \cdot 15 \text{ años} \cdot \frac{1 \text{ t}}{1000 \text{ kg}} - 5,90 \text{ t} = 48,36 \text{ t de CO}_2$$

Y si se sustituyeran todos los vehículos de España, sería de:

$$\text{Emis}_{\text{ahorro,tot,Na}} = \frac{48,46 \text{ t}}{15} \cdot (14,224 + 11,592) \cdot 10^6 = 83,22 \cdot 10^6 \text{ t de CO}_2/\text{año}$$

A.7. Cálculo del impacto a nivel estatal

Todos los cálculos anteriores se han hecho para una única electrolinera. Para conocer el impacto que puede suponer a nivel estatal el cambio de vehículos con MCI por vehículos eléctricos se realizan los cálculos siguientes.

A partir del consumo anual de los turismos, que es de 179 026 GWh/año, se calculan los litros de consumo de combustible equivalentes, teniendo en cuenta el PCI medio de 9,50 kWh/l.

$$C_{\text{comb,nac}} = \frac{1,790 \cdot 10^{11} \text{ kWh/año}}{9,50 \text{ kWh/l}} = 1,884 \cdot 10^{10} \text{ l/año}$$

Al dividir este valor entre el consumo equivalente en combustible de la electrolinera diseñada, se conoce el número de electrolineras necesarias para suplir el consumo calculado.

$$N_{\text{el}} = \frac{1,884 \cdot 10^{10} \text{ l/año}}{3,000 \cdot 10^6 \text{ l/año}} = 6281 \text{ electrolineras}$$

Se ha calculado que el consumo de cada electrolinera viene suministrado por una planta fotovoltaica de 5,833 MW, por lo que para alimentar 6281 electrolineras se necesita instalar una potencia fotovoltaica de 36,64 GW tal y como se muestra en el cálculo siguiente:

$$P_{\text{fot,nac}} = 6281 \cdot 5,833 \text{ MW} \cdot \frac{1 \text{ GW}}{1000 \text{ MW}} = 36,64 \text{ GW}$$

Asimismo, se necesitaría una extensión total de 565,29 km² para todas las placas fotovoltaicas que habría que instalar, según el cálculo siguiente:

$$S_{\text{fot, nac}} = 6281 \cdot 9 \text{ ha} \cdot \frac{1 \text{ km}^2}{100 \text{ ha}} = 565,29 \text{ km}^2$$

B. Datasheets

B.1. Cargador ultrarrápido Circontrol

B.2. Placa fotovoltaica SunPower

B.3. Inversor Schneider Electric

B.4. Caja agrupadora de *Strings*

Raption 400 HPC

The perfect solution for high-traffic areas and service stations

Application

The power and performance of the Raption HPC makes it perfect for highly dense traffic contexts, such as highways, EV charging stations, and intense vehicle transit urban areas. It offers extremely fast charging, making it the best option for reducing queues and alleviating overcrowded charging stations.

Concept design

The Raption HPC provides a way to plummet driver's waiting time. Its stylish and robust design makes it easy to install at industrial locations and other more sophisticated urban areas. Through the splitting of power unit and dispenser, it is easier to access the charger when performing maintenance and repairs, also allowing more space for vehicles.



Product highlights

For the Operator / Owner

- The Raption 400 HPC is a 400 kW charger designed to **charge large battery-vehicles** in a short time.
- It's separated dispenser has a **reduced footprint**, which allows to minimise the occupied space into the parking bay or the facilities.
- This system is capable of maintaining a consistent level of **efficiency and lowering energy consumption** since its power modules can be shut down when vehicles require less power.
- Its **modular design** makes it easy to adjust charging power to suit the needs of each user.
- It achieves a higher uptime and lower operating costs thanks to its unique **connector protection concept**. The connector locking feature (optional) and floating cable design reduce the risk of connector and plug breakage.
- The lockable door at the front facilitates **maintenance and repairs access**, which results in a lower OPEX due to quicker installation and servicing (preventive/corrective).
- The system can be **set as a master** in the master-satellite solution that includes DC and AC charge points.

For the User

- Its **8-inch anti-vandal colour touchscreen** can be read at daylight, not only displaying clear charging instructions and the operational status of the charger, but also allowing users to select their language.
- Its **courtesy light** makes it easier to find the charging station and the operating instructions in low light conditions.
- The height of the connector and the screen are in **compliance with international disability standards**.
- Its **built-in payment terminal** (optional) offers a very easy and intuitive payment experience that will improve the user experience. Users will not be required to be a member of any platform, all they will have to do is tap the terminal with their card.
- Built in **active fluid-air cooling system**, to provide a continuous 500A charge.

Raption 400 HPC series

General specifications

Compliance	CE/Combo-2 (DIN 70121; ISO15118) IEC 61851-1; IEC 61851-23; IEC 61851-21-2
Enclosure rating	IP54 / IK10
Enclosure material	Stainless steel
Operating temperature	-30 °C to +50 °C
Storage temperature	-40 °C to +60 °C
Operating humidity	5% to 95% non-condensing

Dispenser

Network connection	Ethernet 10/100BaseTX
Interface protocol	OCPP 1.5 or OCPP 1.6J
RFID reader	ISO / IEC14443-1/2/3 MIFARE Classic
Display screen	8-inch anti-vandal colour touchscreen
Power limit control	By software
Cable length	5 m
Light beacon	RGB colour indicator
Dimensions (D x W x H)	527 x 675 x 2122 mm (without cable engaged)
Weight	190 kg
Cooling system	Forced ventilation
Cable cooling system	Liquid-cooled
Operational noise level	<55 dB
AC meter	Compliant with EN 50470-1 and EN 50470-3 (MID European standards) and IEC 62052-11
Wireless communication EU	4G LTE /WiFi Hotspot/GPRS/GSM

Power unit*


AC power supply	3P + PE
AC voltage	400 V AC +/- 10%
Maximum AC input current	640 A / 320 A
Required power supply capacity	434 kVA / 217 kVA
Power factor	>0.98
Efficiency	95% at nominal power
Frequency	50 / 60 Hz
Cooling system	Forced ventilation
Noise level	<55 dB
Electrical input protection	Load Break Switching (LBS)
Dimensions (D x W x H)	850x605x2302 mm
Weight	350 kg

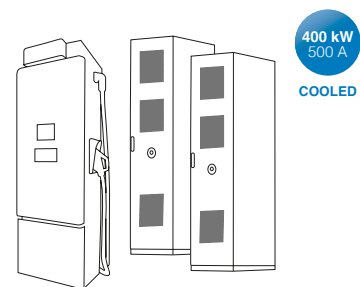
* HPC 400 models need 2 Power Units

Optional devices

Overvoltage protection	IEC 61643-1 (class II) four-pole transient overvoltage protector
Anti-vandal connector protection	Mechanical connector locking
RFID extension	Legic Advant / Legic Prime ISO 15693/ISO 18092. Sony FeliCa
Contactless payment	Built-in credit card payment terminal
Wireless connection LATAM/APAC	4G LTE/GPRS/GSM

Model specifications

HPC 400 models (cooled)	CCS
Maximum output power	400 kW
Output voltage range	150-920 V
Maximum output current	500 A (cooling cable)
Connection	





SunPower X-Series: X22-485-COM

SunPower® Commercial DC Panel

SunPower X-Series panels combine the top efficiency, durability and warranty available in the market today, resulting in more long-term energy and savings.^{1,2}



Maximum Power. Minimalist Design.

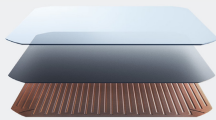
Generates more power and savings per available space, making it easier to meet your organization's goals.



Highest Lifetime Energy and Savings

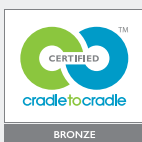
Designed to deliver 60% more energy in the same space over 25 years in real-world conditions like partial shade and high temperatures.²

Fundamentally Different. And Better.



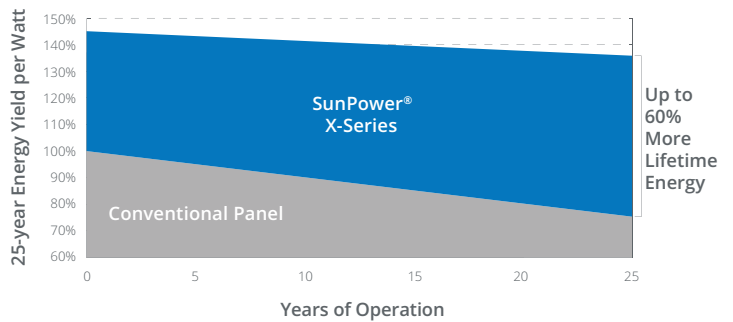
The SunPower Maxeon® Solar Cell

- Enables highest efficiency panels available²
- Unmatched reliability³
- Patented solid metal foundation prevents breakage and corrosion



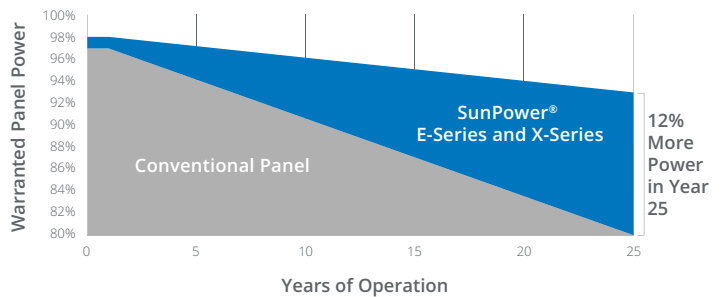
As Sustainable As Its Energy

- Ranked #1 in Silicon Valley Toxics Coalition 2015 Solar Scorecard⁴
- First solar panels to achieve Cradle Certified™ Bronze recognition⁵
- Contributes to more LEED categories than conventional panels⁶



Best Reliability, Best Warranty

With more than 25 million panels deployed around the world, SunPower technology is proven to last. That's why we stand behind our panel with the industry's best 25-year Combined Power and Product Warranty, including the highest Power Warranty in solar.

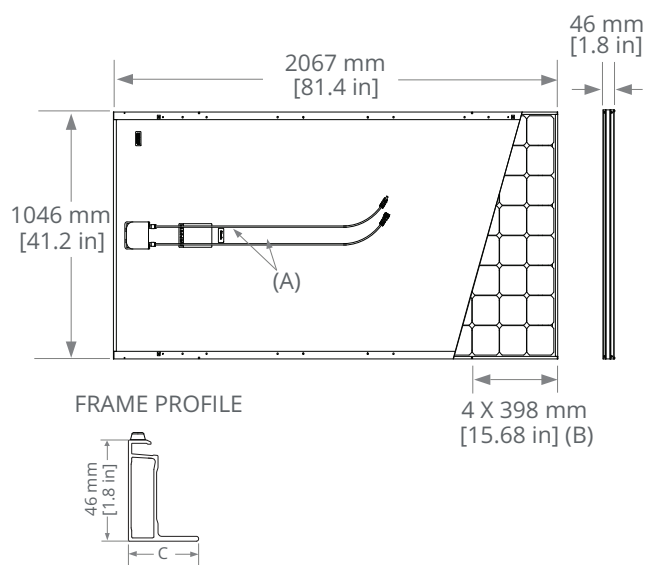


X-Series: X22-485-COM SunPower® Commercial DC Panel

Electrical Data		
	SPR-X22-485-COM	SPR-X22-480-COM
Nominal Power (P _{nom}) ⁷	485 W	480 W
Power Tolerance	+5/0%	+5/0%
Panel Efficiency	22.4%	22.2%
Rated Voltage (V _{mpp})	78.8 V	78.8 V
Rated Current (I _{mpp})	6.16 A	6.09 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	92.7 V	92.7 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.55 A	6.48 A
Max. System Voltage	1500 V UL & 1500 V IEC	
Maximum Series Fuse	15 A	
Power Temp Coef.	-0.27% / °C	
Voltage Temp Coef.	-0.236% / °C	
Current Temp Coef.	0.058% / °C	

Tests And Certifications	
Standard Tests ⁸	UL1703 (Type 2 Fire Rating), IEC 61215, IEC 61730
Quality Management Certs	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, Recycle Scheme, REACH SVHC-163
Sustainability	Cradle to Cradle Certified™ Bronze. "Declare." listed.
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	MIL-STD-810G
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	1500 V: IEC 62804, PVEL 600 hr duration
Available Listings	UL, TUV, CEC

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40° F to +185° F (-40° C to +85° C)
Impact Resistance	1 inch (25 mm) diameter hail at 52 mph (23 m/s)
Appearance	Class A
Solar Cells	128 Monocrystalline Maxeon Gen III
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-65, 1230 mm cables / Stäubli MC4
Weight	56 lbs (25.4 kg)
Max. Load	Wind: 50 psf, 2400 Pa, 244 kg/m ² front & back Snow: 112 psf, 5400 Pa, 550 kg/m ² front
Frame	Class 2 silver anodized; stacking pins



- (A) Cable Length: 1230 mm +/-10 mm
 (B) Stacking Pins
 (C) Long Side: 32 mm [1.3 in]
 Short Side: 22 mm [0.9 in]

Please read the safety and installation guide.

1 SunPower 360 W compared to a Conventional Panel on same-sized arrays (260 W, 16% efficient, approx. 1.6 m²), 4% more energy per watt (based on PVSyst pan files), 0.75%/yr slower degradation (Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, 2013).

2 Based on search of datasheet values from websites of top 10 manufacturers per IHS, as of January 2020.

3 #1 rank in "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 3". PVTech Power Magazine, 2015. Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, 2013.

4 SunPower is rated #1 on Silicon Valley Toxics Coalition's Solar Scorecard.

5 Cradle to Cradle Certified is a multi-attribute certification program that assesses products and materials for safety to human and environmental health, design for future use cycles, and sustainable manufacturing.

6 X-Series and E-Series panels additionally contribute to LEED Materials and Resources credit categories.

7 Standard Test Conditions (1000 W/m² irradiance, AM 1.5, 25° C). NREL calibration Standard: SOMS current, LACCS FF and Voltage.

8 Type 2 fire rating per UL1703:2013, Class C fire rating per UL1703:2002.

Designed in U.S.A. by SunPower Corporation
 Made in Philippines (Cells)
 Assembled in Mexico (Module)

©2021 Maxeon Solar Technologies. All Rights Reserved.
 View warranty, patent and trademark information at maxeon.com/legal.

SUNPOWER®
 MAXEON®

527837 Rev A / A4_EN
 Publication Date: June 2021

Re-defining the utility-scale inverter

Conext SmartGen™

We believe in green energy—in the ability to meet and contribute to growing power demand while supporting a smart grid that serves a smart society.



Solution at a glance

Far more than an inverter, the Conext SmartGen™ is the new paradigm for large-scale renewable power installations. It combines the best in power conversion technology with the Industrial Internet of Things to provide a better Levelized Cost of Energy.

- **More power generation and longer service life:** 30 year service life and conversion efficiency of 98.8% peak, 98.5% EU
- **Lower OPEX:** True Design for Service™ and cloud-connectivity for faster resolution of service events
- **Higher system availability:** reduce downtime with digital service support tools and advanced remote troubleshooting
- **Deploy everywhere:** designed and tested for any environment, NA and IEC codes and standards, and supported by a worldwide field service network
- **Secure:** backed by a bankable company with 180 years of history and two decades of experience in solar inverters

Global specialist in energy management

180 years of history

142,000 total workforce in 100+ countries

5% of Group revenues devoted to annual R&D spend

True Bankability with Schneider Electric

€24.7 billion in consolidated revenue

€3.7 billion adjusted EBITDA

More than **10 GW** of Schneider Electric utility-scale inverters installed worldwide

Reliable and cloud-connected

Conext SmartGen™

Lifetime reliability

Through the most stringent selection and qualification of components, the Conext SmartGen™ is designed to have a 30-year service life. With ten years more power generation from the same power plant infrastructure compared to industry norms, Conext SmartGen inverters help reduce the cost of electricity.

The most demanding reliability and environmental testing methodology, developed through 20 years experience in the PV industry, has been applied to ensure that the Conext SmartGen™ maintains adequate operating margins over its entire lifetime, in even the most severe environments.



Desert



Ocean



Continental



Tropical

- Built to last in the most severe environments (desert, tropical, continental, sea shore, high seismic)
- Greater uptime for increased power generation

True Design for Service™

Ease of service was the driving force behind big and small decisions that shaped the Conext SmartGen™.

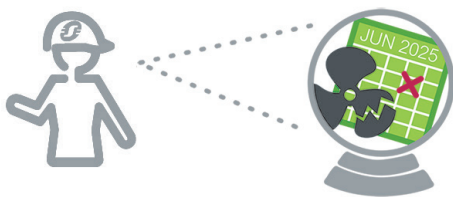
From a comprehensive suite of diagnostics, troubleshooting and maintenance tools to quickly replaceable sub-assemblies, every step of servicing has been meticulously optimized to minimize operating expenses.



- Designed for one hour mean time to repair and first time fix rate >97%
- Advanced configuration and service tool with local and remote functionality
- Easy access to all field replaceable systems and components

Optimized maintenance services

Reduce downtime with condition-based maintenance services and remote diagnostics.



- Cloud-based analytics and service support
- Advanced remote troubleshooting for increased service efficiency

Local and remote interface – the Conext Viewer™

The most advanced inverter interface yet, providing local Wi-Fi and Ethernet connectivity as well as remote data access to inverter operational data.

Advanced troubleshooting, lifetime service logging, online service documentation and help files— all the power and capabilities of the digital world supporting your Conext SmartGen™ inverter.

- Reduced learning curve that increases user satisfaction and minimizes risks
- Incorporates help tools that enable service personnel to do fast and accurate troubleshooting



Product options

Conext SmartGen™

IEC and NA versions

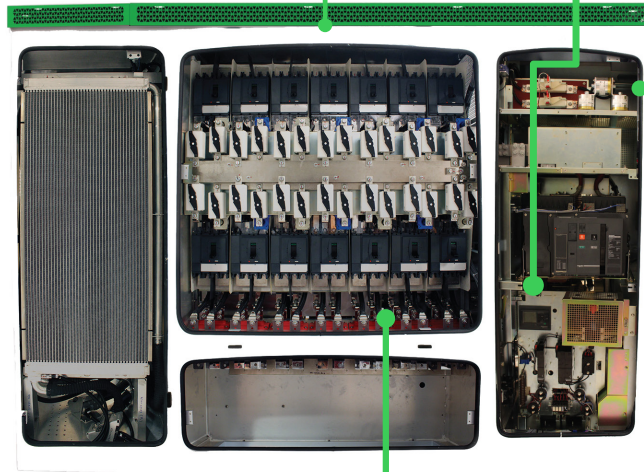
- NA version includes optional NEC compliant DC disconnect switches

- Reduced footprint
- Easier fuse servicing

Multiple grounding options

- Floating with permanent insulation monitoring
- Negative grounding with pre-connection insulation check, and RCD

- Enhanced personnel and equipment safety



- ## Class I surge arrestors
- Selectable on DC and AC mains

- Enhanced protection against lightning strikes

Integrated communications and control panel

- Modbus RTU and Modbus TCP
- Optional communications hub for all skid mounted and field equipment
- Copper or fiber optic switch options available for the communications hub

- Allows for integrated monitoring and control hardware

Auxiliary power distribution panel

- Selection of auxiliary AC voltage (100/110/120/200/220/230/240V)
- Input circuit breaker with under voltage release
- Auxiliary consumption metering

- Elimination of external low voltage panel

Varied DC input configurations

- 10 to 14 inputs with 160 to 400A fusing
- Input channel current monitoring

- Wide range of overpaneling ratio

Product specifications

Conext SmartGen™ NA Model

Device short name	CS1800	CS2000	CS2200	CS2400
Electrical specifications				
AC				
Nominal output power at 40°C	1800 kW / 2000 kVA	2000 kW / 2000 kVA	2200 kW / 2200 kVA	2200 kW / 2400 kVA
Nominal output power at 50°C	1800 kW / 2000 kVA	2000 kW / 2000 kVA	2060 kW / 2060 kVA	2060 kW
Nominal output voltage	575 V	575 V	600 V	600 V
Nominal frequency	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Max. output current	2008 A	2008 A	2117 A	2310 A
Continuous operation output voltage range	+/- 20% (460 - 690 V)	+/- 20% (460 - 690 V)	+15% / -20% (480 - 690 V)	+15% / -20% (480 - 690 V)
Continuous operation frequency range	50 / 60 Hz +/- 10%	50 / 60 Hz +/- 10%	50 / 60 Hz +/- 10%	50 / 60 Hz +/- 10%
Power factor ¹	0 to 1 lead / lag	0 to 1 lead / lag	0 to 1 lead / lag	0 to 1 lead / lag
Harmonic distortion (THDI)	< 3% at rated power	< 3% at rated power	< 3% at rated power	< 3% at rated power
Peak efficiency	98.8%	98.8%	98.8%	98.4%
Weighted efficiency (EU weightings) ²	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%
Weighted efficiency (CEC) ³	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%
DC				
Max. input voltage range, MPPT ⁴	865 - 1500 V	865 - 1500 V	905 - 1500 V	900 - 1500 V
Max. input voltage, open circuit	1500 V	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input operating current	2123 A	2359 A	2481 A	2481 A
DC breaker short-circuit current rating	6000 A	6000 A	6000 A	6000 A
Max. rated short circuit current	With max. 14 DC inputs x 400 A fuse rating: 3584 A STC, 4480 A absolute max.			
DC combiner	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
Number of DC inputs	10 to 14	10 to 14	10 to 14	10 to 14
DC fuse rating	160 A - 400 A	160 A - 400 A	160 A - 400 A	160 A - 400 A
General specifications				
Service life ⁵	30 years			
Power consumption, night time ⁶	< 295 W			
Degree of protection ⁷	Outdoor (Type 4X / IP65)			
Enclosure	Aluminium			
Seismic rating	IEEE 693-2005 qualification to high seismic performance levels (ZPA = 1.0g 2% damping) IBC ICC-ES AC156-2012 certification to a SDS equal to 1.78g and with a z/h equal to 0 and IP=1.5 UBC Zone 4			
Product weight (approx.)	2800 kg (6160 lb)			
Product dimensions (H x W x D)	220 x 300 x 130 cm (86.6 x 118.1 x 51.2 in)			
Ambient air temperature for operation	-25°C to 60°C (-13°F to 140°F). Optional -30°C rating (-22°F)			
Operating altitude	2,000 m without derating, up to 4,000 m with derating			
Relative humidity	5% to 100% condensing			
Features				
Type of cooling	Temperature-dependent low pressure closed-loop liquid cooling			
Graphic user interface	Conext™ Viewer application for tablet and PC			
External communication interface	Modbus/RS485 standard, Modbus/TCP			
AC/DC disconnect	Load-break-rated DC and AC circuit breaker standard			
Ground fault detection/interruption	PV insulation monitoring and RCD (on grounded PV configurations)			
Options				
	Grounding (negative / floating), string current monitoring, class I surge arresters			
Standards				
Safety standards	IEC version: IEC62109-1, and -2 / NA version: UL 1741, UL 1741-SA, CSA 107.1			
EMC standards	IEC/EN 61000-6-2 and -6-4, EN 55011:2016, CISPR 11 Ed. 6, FCC Class A			
Grid interconnection	IEEE1547 and 1547a, BDEW, CEI 0-16, French Decree 23-Apr-2008, IEC61727, PEA and more			

¹Contact Schneider Electric for derating information.

²Auxiliary self consumption not included, measured at minimum Vdc.

³Auxiliary self consumption included.

⁴Contact Schneider Electric for derating information. MPPT for Power Factor 1.

⁵With preventative maintenance.

⁶295 W maximum is with all communication hub options.

⁷Heat exchanger is IP20 with IP65 components.

Product specifications

Conext SmartGen™ NA Model

Device short name	CS1666-1-NA	CS1666-2-NA	CS1666-3-NA
Electrical specifications			
AC			
Nominal output power at 50°C	1666 kW / 1666 kVA	1666 kW / 1831 kVA	1666 kW / 1851 kVA
Nominal output voltage	575 V	575 V	575 V
Nominal frequency	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Max. output current	1673 A	1838 A	1859 A
Continuous operation output voltage range	+/- 20% (460 - 690 V)	+/- 20% (460 - 690 V)	+/- 20% (460 - 690 V)
Continuous operation frequency range	50 / 60 Hz +/- 10%	50 / 60 Hz +/- 10%	50 / 60 Hz +/- 10%
Power factor ¹	0 to 1 lead / lag	0 to 1 lead / lag	0 to 1 lead / lag
Harmonic distortion (THDI)	<3% at rated power	<3% at rated power	<3% at rated power
Peak efficiency	98.8%	98.8%	98.8%
Weighted efficiency (CEC) ³	98.5%	98.5%	98.5%
DC			
Max. input voltage range, MPPT ⁴	865 V - 1500 V	865 V - 1500 V	865 V - 1500 V
Max. input voltage, open circuit	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input operating current	1965 A	1965 A	1965 A
DC breaker short-circuit current rating	6000 A	6000 A	6000 A
Max. rated short circuit current	With max. 14 DC inputs x 400 A fuse rating: 3584 A STC, 4480 A absolute max.		
DC combiner	Integrated	Integrated	Integrated
Number of DC inputs	10 to 14	10 to 14	10 to 14
DC fuse rating	160 A - 400 A	160 A - 400 A	160 A - 400 A
General specifications			
Service life ⁵	30 years		
Power consumption, night time ⁶	295 W		
Degree of protection	Outdoor (Type 4X)		
Enclosure	Aluminium		
Seismic rating	Zone 4 per UBC		
Product weight (approx.)	2800 kg (6160 lb)		
Product dimensions (H x W x D)	220 x 300 x 130 cm (86.6 x 118.1 x 51.2 in)		
Ambient air temperature for operation	-25°C to 60°C (-13°F to 140°F). Optional -30°C rating (-22°F)		
Operating altitude	2,000 m without derating, up to 4,000 m with derating		
Relative humidity	5% to 100% condensing		
Features			
Type of cooling	Temperature-dependent low pressure closed-loop liquid cooling		
Graphic user interface	Conext™ Viewer application for tablet and PC		
External communication interface	Modbus/RS485 standard, Modbus/TCP		
AC/DC disconnect	Load-break-rated DC and AC circuit breaker standard		
Ground fault detection/interruption	PV insulation monitoring and RCD (on grounded PV configurations)		
Options			
	Grounding (negative / floating), string current monitoring, class 1 surge arrestors		
Standards			
Safety standards	UL 1741, UL 1741SA, CSA 107.1		
EMC standards	FCC Class A		
Grid interconnection	IEEE 1547 and 1547a		

¹Contact Schneider Electric for derating information.

²Auxiliary self consumption not included, measured at minimum Vdc.

³Auxiliary self consumption included.

⁴Contact Schneider Electric for derating information. MPPT for Power Factor 1.

⁵With preventative maintenance.

⁶295 W maximum is with all communication hub options.

SIMPLE AND SAFE CONNECTION OF PHOTOVOLTAIC STRINGS, 1500 V

12 / 16 / 18 / 20 / 24 / 32

The new INGECON® SUN StringBox is a cost-effective PV string combiner box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance.

When used in combination with INGECON® SUN series central inverters, the INGECON® SUN StringBox outputs can be monitored by means of the optional DC input groups monitoring kit available for B and C series.

A complete range of equipment for all types of projects

Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

Maximum protection

The INGECON® SUN StringBox is a passive combiner box equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnect switch.

PROTECTIONS

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.

MAIN FEATURES

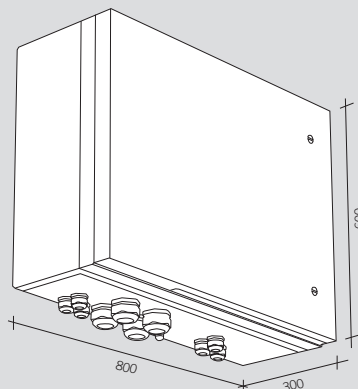
- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs configurations.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.



	1,500 V			
	StringBox 12	StringBox 12B	StringBox 16	StringBox 16B
Input				
Maximum number of input strings	12 / 24 ⁽¹⁾	12 / 24 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾
Maximum current per input (A)	12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses	12	24	16	32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Available fuses	10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽²⁾	144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽³⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)			
Weight (kg)	35	36	36	38
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ With external over-molding in line fuses and branch connectors ⁽²⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55°C ⁽³⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)

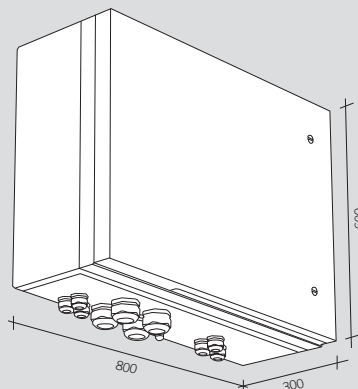


12
35 kg.
12B / 16
36 kg.
16B
38 kg.

	1,500 V			
	StringBox 18	StringBox 18B	StringBox 20	StringBox 20B
Input				
Maximum number of input strings	18 ⁽¹⁾	18 ⁽¹⁾	20 ⁽¹⁾	20 ⁽¹⁾
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	18	36	20	40
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Available fuses	10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽¹⁾	216	216	240	240
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽²⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)		1000 x 750 x 320 (W x H x D)	
Weight (kg)	37	39	38	42
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C ⁽²⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)

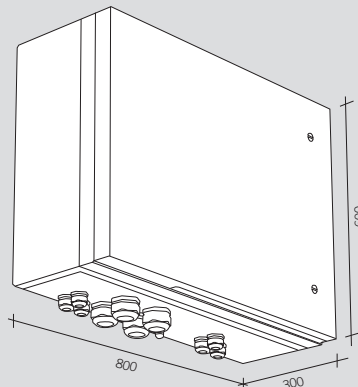


- 18**
37 kg.
- 18B**
39 kg.
- 20**
38 kg.
- 20B**
42 kg.

	1,500 V			
	StringBox 24	StringBox 24B	StringBox 32	StringBox 32B
Input				
Maximum number of input strings	24	24	32	32
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	24	48	32	64
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Available fuses	10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽¹⁾	288	288	384	384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽¹⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)		1250 x 750 x 320 (W x H x D)
Weight (kg)	37	46	44	55
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C ⁽²⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



- 24**
37 kg.
- 24B**
46 kg.
- 32**
44 kg.
- 32B**
55 kg.