



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA QUÍMICA

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 50 KW CON ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN BATERÍA DE FLUJO REDOX DE VANADIO PARA UN CENTRO LOGÍSTICO DE UNA EMPRESA DE CONSTRUCCIÓN

AUTOR: JUAN PÉREZ RICO
TUTOR: VALENTÍN PÉREZ HERRANZ
COTUTOR: JUAN JOSÉ GINER SANZ

Curso Académico: 2019-20

RESUMEN

En el presente trabajo, se ha realizado el diseño de un sistema de generación de energía fotovoltaica de 50 kW para una nave industrial situada en la localidad de Alcalá de Guadaíra (Sevilla). En el diseño se ha incluido como sistema de acumulación de energía una batería de flujo redox de Vanadio, con el fin de aumentar la eficiencia energética del sistema global, maximizando el aprovechamiento de la energía producida por la instalación.

En primer lugar, se ha realizado el diseño la parte de generación del sistema (i.e. parte fotovoltaica). En una segunda parte, se ha hecho lo propio con la parte de acumulación de energía del sistema (i.e. baterías de flujo redox). Además del diseño, se ha elaborado un modelo matemático del sistema que se ha empleado para validar que el sistema diseñado cumplía con las especificaciones de diseño. Por último, se ha estimado el presupuesto requerido para la realización del diseño propuesto.

Palabras Clave: Almacenamiento de energía, Batería de flujo redox, Batería de vanadio, Diseño instalación fotovoltaica, Energía fotovoltaica.

RESUM

En el present treball , es realitza el disseny d'un sistema de generació fotovoltaica de 50 kW per a una nau industrial en la localitat d'Alcalá de Guadaira(Sevilla) . En el disseny s'inclou com a sistema d'acumulació d'energia una bateria de flux redox de Vanadi, amb la fi d'augmentar l'eficiència energètica del sistema global, maximitzant l'aprofitament de l'energia produïda per instal·lació.

En primer lloc es realitza el disseny de la part de generació del sistema(i.e. part fotovoltaica). En una segona part, es fa lo propi amb la part d'acumulació d'energia del sistema(i.e. bateries de flux redox. A continuació es valida mitjançant les simulacions pertinents que el sistema dissenyat es capaç d'operar en les condicions requerides per l'aplicació. Per últim, s'estimarà el pressupost requerit per a la realització del disseny proposat.

Paraules Clau: Bateria de flux redox, Bateria de Vanadi, Disseny d'instal·lació fotovoltaica, Emmagatzematge d'energia, Energia fotovoltaica

ABSTRACT

In this document it's been designed a photovoltaic energy generating system of 50 kW for an industrial building located in Alcalá de Guadaira (Sevilla). In the design, it's included as an energy storage system a vanadium redox flow battery for the purpose of increasing the global efficiency of the system by maximizing the usage of the energy produced.

Firstly, it's designed the generating part of the system (i.e. the photovoltaic plant). Secondly, the same is done with the energy storage system (i.e. redox flow battery). Then, the design is validated assuring it's capable of working under the required conditions based on the mathematic model that has been developed and its simulation. At last, it's estimated the budget of the proposed design.

Keywords: Energy storage system, Photovoltaic energy, Photovoltaic installation design, Redox Flow Battery, Vanadium Battery

ÍNDICE

Documentos contenidos en el TFG

- Memoria
- Presupuesto
- Planos

DOCUMENTO 1: MEMORIA

NOMENCLATURA Y VARIABLES EMPLEADAS	2
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	5
1.1. La energía eléctrica	5
1.2. La energía solar	5
1.2.1. La célula fotovoltaica.....	6
1.2.2. Elementos de una instalación fotovoltaica	7
1.2.3. Tipos de instalaciones fotovoltaicas	8
1.3. Almacenamiento de energía en instalaciones fotovoltaicas	8
1.3.1. Principales tecnologías de almacenamiento de energía.....	10
1.3.2. Batería de flujo redox. Funcionamiento y ventajas	11
1.4. Sistema fotovoltaico con sistema de almacenamiento	13
CAPÍTULO 2. OBJETIVO, ESTRUCTURA Y METODOLOGÍA EMPLEADA	16
2.1. Objetivo	16
2.2. Metodología	16
2.3. Estructura	17
CAPÍTULO 3. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO.....	18
3.1. Tipo de instalación	18
3.2. Análisis energético	18
3.2.1. Consumo energético anual	18

Diseño de un sistema fotovoltaico de 50 kW con almacenamiento de energía en batería de flujo redox de vanadio para un centro logístico de una empresa de construcción

3.2.2. Potencia demandada	20
3.3. Análisis meteorológico	21
3.4. Análisis de los requerimientos del sistema de almacenamiento	22
3.5. Resumen	23
CAPÍTULO 4. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	25
4.1. Equipos	25
4.1.1. Módulos solares	26
4.1.2. Controlador de carga.....	27
4.1.3 Inversor-cargador	28
4.1.4 Inversor de red	29
4.1.5. Grupo electrógeno	30
4.2. Cableado.....	30
4.2.1. Cableado corriente continua.....	30
4.2.2 Cableado corriente alterna	31
4.3. Protecciones	31
4.3.1 Cuadro de protecciones corriente continua	31
4.3.2. Cuadro de protecciones corriente alterna	32
4.3. Resumen del sistema fotovoltaico	33
Capítulo 5 . DISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.....	35
5.1. Concentración de electrolito.....	35
5.2. Selección de membrana	35
5.3. Selección de electrodo	36
5.4. Número de celdas	36
5.5. Caudal de funcionamiento y bombas.....	37
5.6. Volumen de electrolito y tanque	37
5.7. Resumen del sistema de almacenamiento	38
Capítulo 6. MODELADO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA	40
6.1. Objeto del modelo	40
6.2 Flujo de datos del modelo	40
6.3. Modelo del campo fotovoltaico	42
6.4. Resultados del modelo del sistema fotovoltaico	44
6.4.1. Curva de polarización del módulo en condiciones STC.....	44

6.4.2. Variación del MPP con la temperatura	45
6.5. Modelo del sistema de almacenamiento	46
6.5.1. Curva de polarización de una celda	46
6.5.2. Balance de materia y SoC	50
6.6. Resultados del modelo del sistema de almacenamiento.....	53
6.7. Resultados de la simulación	54
6.7.1. Producción campo fotovoltaico	54
6.7.2. Funcionamiento de la batería	55
6.7.3. Regeneración de electrolito	56
CAPÍTULO 7. INVERSIÓN Y ESTUDIO DE VIABILIDAD.....	59
7.1. Gastos y ahorro	59
7.2. Inversión	60
7.3. Viabilidad de la inversión	60
CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES	62
BIBLIOGRAFÍA.....	64

DOCUMENTO 2: PRESUPUESTO

CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	69
1.1. Equipos de potencia	69
1.2. Campo fotovoltaico	69
1.3. Cableado	70
1.4 Cuadros de protecciones.....	70
1.5 Maquinaria y mano de obra	71
1.5 Total del capítulo.....	71
CAPÍTULO 2. SISTEMA ALMACENAMIENTO	73
2.1. Stack de 35 celdas	73
2.2. Electrolito	73
2.3. Circuito hidráulico	73
2.4. Mano de obra.....	74
2.5. Total del capítulo.....	74
CAPÍTULO 3. PROYECTO	75

DOCUMENTO 3: PLANOS

1. PLANO 1
2. PLANO 2
3. PLANO 3
4. PLANO 4
5. PLANO 5
6. PLANO 6

DOCUMENTO 1:

MEMORIA

NOMENCLATURA Y VARIABLES EMPLEADAS

Designación	Definición	Valor	Unidad	Referencia
$P_{sistema}$	Potencia del sistema fotovoltaico	-	W	-
P_{MPP}	Potencia módulo en el punto de máxima potencia	-	W	-
n	Número de módulos	162	-	-
$\eta_{sistema}$	Rendimiento del sistema	91.25	%	-
I	Intensidad módulo fotovoltaico	-	A	-
I_{pv}	Intensidad célula fotovoltaica	-	A	-
I_d	Intensidad de diodo	-	A	-
I_p	Intensidad en paralelo	-	A	-
I_0	Intensidad de saturación inversa del diodo	-	A	-
V	Tensión de salida del módulo fotovoltaico	-	V	-
R_S	Resistencia en serie	0.25	Ω	-
A	Factor de idealidad	1.2	-	[1]
N_S	Número de células en serie	72	-	Ficha técnica
k	Constyante de Boltzmann	$1.38 \cdot 10^{-23}$	$J \cdot K^{-1}$	-
q	Carga del electrón	$-1.6 \cdot 10^{-19}$	C	-
T_C	Temperatura de la célula fotovoltaica	-	K	-
$T_{C,ref}$	Temperatura de referencia	298	K	-
V_{oc}	Tensión circuito abierto módulo	50.4	V	Ficha técnica
I_{sc}	Corriente de corto circuito del módulo	10.6	A	Ficha técnica
ϵ_G	Energía de banda prohibida del Silicio	1.1	eV	[1]
R_p	Resistencia en paralelo	415	Ω	-
G	Irradiancia	-	$W \cdot m^{-2}$	-
G_{ref}	Irradiancia de referencia	1000	$W \cdot m^{-2}$	-
k_i	Coficiente de temperatura de I_{sc}	0.03	$A \cdot K^{-1}$	-
\tilde{E}^0	Potencial formal de celda	1.4	V	[2]
G	Constante ideal de los gases	8.31	$J \cdot mol^{-1} \cdot K^{-1}$	-
T	Temperatura	-	K	-
F	Constante de Faraday	96 485	$C \cdot mol^{-1}$	-
c_{2C-}	Concentración de V^{2+} en la parte negativa de la celda	-	$mol \cdot m^{-3}$	-

Diseño de un sistema fotovoltaico de 50 kW con almacenamiento de energía en batería de flujo redox de vanadio para un centro logístico de una empresa de construcción

c_{5C+}	Concentración de VO_2^+ en la parte positiva de la celda	-	$mol \cdot m^{-3}$	-
c_{3C-}	Concentración de V^{3+} en la parte negativa de la celda	-	$mol \cdot m^{-3}$	-
c_{4C+}	Concentración de VO^{2+} en la parte positiva de la celda	-	$mol \cdot m^{-3}$	-
E_{OCVC}	Tensión circuito abierto celda	-	V	-
E_{Ohm}	Sobrepotencial óhmico	-	V	-
ψ	Resistencia específica celda	$0.18 \cdot 10^{-4}$	$\Omega \cdot m^2$	[3]
A_E	Área electrodo	0.1	m^2	-
R_C	Resistencia equivalente celda	$0.18 \cdot 10^{-3}$	Ω	[3]
I_C	Intensidad celda	-	A	-
E_{COP}	Sobrepotencial de concentración	-	V	-
i_{DL}	Densidad corriente capa difusión	-	$A \cdot m^{-2}$	[3]
δ_{DL}	Espesor capa difusión	-	m	-
k_{MT-}	Coefficiente de transferencia de materia del anolito	-	$m^3 \cdot s^{-1}$	[4]
k_{MT+}	Coefficiente de transferencia de materia del catolito	-	$m^3 \cdot s^{-1}$	[4]
D_{EL2}	Coefficiente de difusión ion V^{2+} a través del electrolito	$2.4 \cdot 10^{-10}$	$m^2 \cdot s^{-1}$	[3]
D_{EL3}	Coefficiente de difusión ion V^{3+} a través del electrolito	$2.4 \cdot 10^{-10}$	$m^2 \cdot s^{-1}$	[3]
D_{EL4}	Coefficiente de difusión ion VO^{2+} a través del electrolito	$3.9 \cdot 10^{-10}$	$m^2 \cdot s^{-1}$	[3]
D_{EL5}	Coefficiente de difusión ion VO_2^+ a través del electrolito	$3.9 \cdot 10^{-10}$	$m^2 \cdot s^{-1}$	[3]
CSA_E	Área transversal	-	m^2	-
Q_C	Caudal celda	-	$m^3 \cdot s^{-1}$	-
SoC_-	Estado de carga anolito	-	-	-
SoC_+	Estado de carga catolito	-	-	-
c_0	Concentración inicial V	1.6	M	-
c_{2T-}	Concentración de V^{2+} en el tanque de anolito	-	$mol \cdot m^{-3}$	-
c_{5T+}	Concentración de VO_2^+ en el tanque de anolito	-	$mol \cdot m^{-3}$	-
c_{3T-}	Concentración de V^{3+} en el tanque de catolito	-	$mol \cdot m^{-3}$	-
c_{4T+}	Concentración de VO^{2+} en el tanque de catolito	-	$mol \cdot m^{-3}$	-
V_T	Volumen tanque	0.3	m^3	-
K_{2Mem}	Coefficiente de difusión ion V^{2+} a través de la membrana	$3.39 \cdot 10^{-12}$	$m^2 \cdot s^{-1}$	[4]
K_{3Mem}	Coefficiente de difusión ion V^{3+} a través de la membrana	$1.87 \cdot 10^{-10}$	$m^2 \cdot s^{-1}$	[4]
K_{4Mem}	Coefficiente de difusión ion VO^{2+} a través de la membrana	$2.84 \cdot 10^{-10}$	$m^2 \cdot s^{-1}$	[4]

Diseño de un sistema fotovoltaico de 50 kW con almacenamiento de energía en batería de flujo redox de vanadio para un centro logístico de una empresa de construcción

K_{5Mem}	Coeficiente de difusión ion VO_2^+ a través de la membrana	$2.32 \cdot 10^{-10}$	$m^2 \cdot s^{-1}$	[4]
δ_{Mem}	Espesor de membrana	$1.83 \cdot 10^{-4}$	m	Ficha técnica
A_{Mem}	Área electrodo	0.1	m^2	-
FC_t	Flujo de caja en el periodo t	-	€	-
I_0	Inversión inicial	-	€	-
i	Tasa de descuento	-	-	-

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. La energía eléctrica

El término de energía siempre resulta un tanto complicado de definir, ya que es algo intangible. Técnicamente, se define como la capacidad de la materia para producir trabajo [5].

La electricidad es, hoy en día, una forma de energía imprescindible para el funcionamiento de la sociedad. Sus usos son diversos, cada vez más, y han evolucionado desde su primera aparición como alimentación para sistemas de iluminación, hasta el desarrollo de métodos de transporte impulsados eléctricamente. Tanto los inmuebles residenciales como las instalaciones industriales obtienen gran parte de la energía que utilizan de la energía eléctrica.

En España al igual que en el resto del mundo se ha hecho patente el aumento del consumo de energía, en especial la eléctrica, que ha pasado de representar un 18.88% del consumo de energía final en 1990 a un 23.07% en 2018, del cual un 32.98% fue destinado a fines industriales [6].

1.2. La energía solar

Una de las formas más abundante de energía que se conoce es la radiación solar, cuyo aprovechamiento siempre ha sido un reto para la especie humana.

La energía solar, así como la eólica, la hidráulica, la biomasa, la geotérmica o la mareomotriz forma parte de las conocidas como energías renovables. Estas se caracterizan por provenir de fuentes de energía cuya regeneración se produce a un ritmo mayor que su consumo. El consumo energético humano ha ido explotando las fuentes de energía que no cumplen esta característica, conocidas como energías no renovables, hasta el punto de considerar insostenible el abastecimiento global a partir de este tipo de energías con vistas de futuro. Por esto, se hace patente la necesidad de implementar sistemas que se abastezcan de fuentes de energía renovables, como la energía solar.

Este hecho se ve reflejado en los datos de producción energética en España, donde las energías renovables representaron un 36.3% de la producción total de energía eléctrica en 2017 [7]. La potencia instalada renovable ha pasado de situarse en torno a los 36 000 MW en 2008 a casi los 50 000 MW en 2017, a pesar de que su crecimiento se ha visto frenado en los últimos años [8].

Durante la historia de la Humanidad, se han estudiado diferentes formas de concentrar la radiación solar mediante sistemas ópticos con el objetivo de producir calor. Este tipo de sistemas se emplean generalmente para calentar agua o similares. Esta primera aproximación permitía transformar la energía solar en energía térmica. No fue hasta la creación de la primera célula

fotovoltaica en 1877 [5] cuando se contempló por primera vez la posibilidad de transformar directamente la energía solar en energía eléctrica.

1.2.1. La célula fotovoltaica

Una célula fotovoltaica es un sistema capaz de transformar la energía incidente en forma de radiación solar en una corriente eléctrica. Su funcionamiento se basa en el efecto fotoeléctrico. Éste describe el efecto de la radiación electromagnética por el cual al absorberse un fotón, se expulsa uno de los electrones externos del átomo.

La organización de los electrones alrededor del núcleo de un átomo se realiza en diferentes niveles de energía, buscando la configuración de menor energía, es decir, la configuración más estable, según el principio de Aufbau postulado por el físico Niels Bohr. En esta configuración estable los electrones se ubican en los niveles de energía más bajos. Conforme estos niveles se van llenando, los electrones se van ubicando en niveles exteriores, de mayor energía, hasta completar la configuración electrónica del átomo.

Cuando un conjunto de átomos de uno o varios elementos se organizan siguiendo un ordenamiento definido tridimensional, se dice que forman una estructura cristalina [9]. En este tipo de estructuras los niveles de energía más altos de los diferentes átomos son muy similares, tanto que se puede considerar que forman una banda continua de energía. En la conocida como banda de valencia se encuentran los electrones de valencia de los átomos, es decir, los electrones de su último nivel energético ocupado. Por encima de esta, existe otra banda de energía conocida como banda de conducción, compuesta por los niveles de energía vacíos. En estos, los electrones tienen mayor libertad de movimiento y dotan al material de su capacidad conductora.

Entre la banda de valencia y su banda de conducción hay una diferencia de energía conocida como banda prohibida (band gap). La generación de movimiento electrónico, es decir corriente eléctrica, se produce cuando un electrón adquiere la energía suficiente para superar este band gap y pasar a la banda de conducción, es decir, se desliga del átomo. En los materiales semiconductores la energía de la banda prohibida es menor, lo cual hace factible que los electrones de su banda de valencia salten a su banda de conducción, adquiriendo así la capacidad de transmitir una corriente eléctrica.

En la célula fotovoltaica, la energía suministrada por la luz es suficiente para que algunos de los electrones de la banda de valencia del material salten a su banda de conducción.

Una vez los electrones alcanzan la banda de conducción es necesario establecer un flujo de corriente, así, los electrones se moverán en una dirección definida. Para que dicho flujo de corriente sea posible, la célula se compone de dos tipos de semiconductores diferentes: un semiconductor dopado de tipo P (aceptor de electrones) y uno de tipo N (dador de electrones). La unión entre un semiconductor P y un semiconductor N se conoce como junta PN, y es en esta donde se produce la diferencia de potencial que direcciona el flujo electrónico de la célula.

De este modo, la energía proporcionada por la luz solar genera la presencia de electrones en la banda de conducción de los átomos. La diferencia de potencial en la junta PN produce un movimiento de electrones hacia el extremo N de la junta. Si se conectan ambos extremos, P y N

se produce un flujo electrónico entre ambos, es decir, una corriente eléctrica. En la Figura 1 se muestra un esquema de la estructura de una célula fotovoltaica y sus principales elementos.

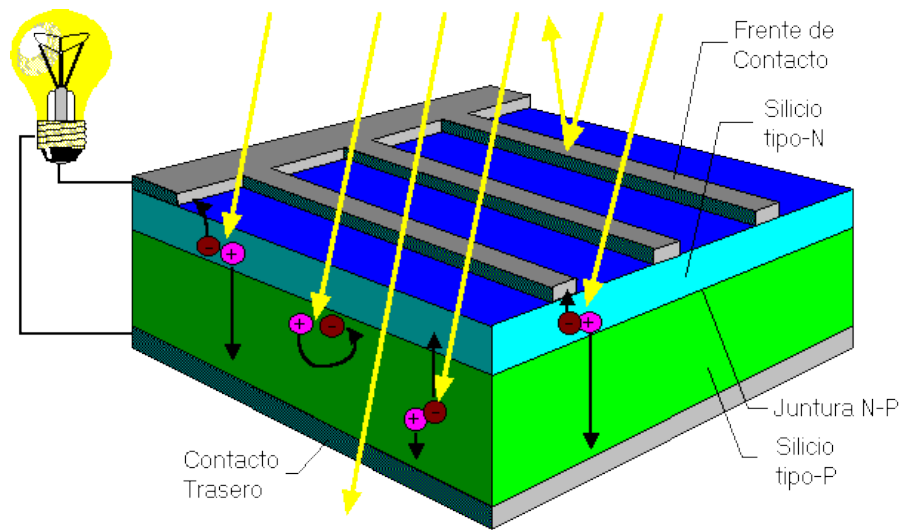


Figura 1. Esquema célula fotovoltaica, adaptada de [11]

Para que la célula sea efectiva, la energía necesaria para excitar sus electrones (energía de la banda prohibida) debe de ser lo menor posible. Actualmente, el material más común en las celdas comerciales es el silicio cristalino, con una banda prohibida de 1,12 eV [10].

Hoy en día, existen dos tipos principales de células de silicio en el mercado: las monocristalinas y las policristalinas. Como su nombre indica, se diferencian en el tipo de estructura cristalina que presenta el silicio. Las monocristalinas provienen de un mismo cristal, lo que hace que su proceso de fabricación sea más complicado y, por lo tanto, costoso. Estas células presentan una mayor eficiencia de conversión, sin embargo, son las células policristalinas las que han tomado un mayor protagonismo. A pesar de tener una menor eficiencia, sus costes de producción son menores lo que las hace más competitivas.

El 90% del mercado de células fotovoltaicas se reparte entre ambas, sin embargo, otros tipos de celdas están siendo desarrolladas [10]. Este es el caso de las células de película delgada, conformadas por silicio amorfo o Teluro de Cadmio (CdTe). Estas tienen una eficiencia menor que las células cristalinas, ya que presentan un GAP de 1.7 eV (1.45 eV para el CdTe) [10]. Sin embargo, su manufactura es similar a la de las pantallas de móviles, televisores u ordenadores. Esta metodología, al estar ampliamente desarrollada supone una fabricación más económica.

1.2.2. Elementos de una instalación fotovoltaica

Las células fotovoltaicas se pueden conectar entre ellas aumentando así la potencia que producen. Estas agrupaciones se conocen como módulos fotovoltaicos. El módulo fotovoltaico es la unidad básica en una instalación fotovoltaica, sin embargo, la energía debe adecuarse a los requerimientos de la instalación. Para ello, se utilizan diferentes elementos, dependiendo del objetivo y el tamaño de la instalación:

- Regulador de carga: como su nombre indica, su función es la de proteger los equipos de excesos de carga y acondicionar la corriente de salida de los módulos a las condiciones

óptimas de carga de la batería o de entrada al inversor. Su colocación se realiza entre los módulos fotovoltaicos y la batería o el inversor.

- **Batería:** no todos los sistemas fotovoltaicos las tienen. Su función es el almacenamiento de la energía producida que no va a ser consumida instantáneamente.
- **Inversor:** cuando las cargas que se desean alimentar con la instalación funcionan con corriente alterna, el inversor se encarga de transformar la corriente continua producida por los módulos en corriente alterna. También se emplea para exportar energía a la red de distribución eléctrica si la instalación lo requiriese.
- **Meter:** en las instalaciones que exportan energía a la red de distribución eléctrica se incluye para medir y verter la energía deseada a la red.
- **Cableado:** el sistema de cableado se encarga de transportar la energía de un elemento a otro de la instalación.
- **Protecciones de conductores:** los conductores del circuito deben de estar protegidos contra todo tipo de riesgos. Fusibles, interruptores magnetotérmicos o protectores de descarga contra sobretensiones son algunos de los elementos que cumplen esta función y se pueden encontrar en una instalación fotovoltaica.

1.2.3. Tipos de instalaciones fotovoltaicas

A nivel doméstico e industrial se distinguen dos tipos principales de instalaciones: instalaciones aisladas e instalaciones de autoconsumo.

Las instalaciones aisladas carecen de conexión a la red de distribución eléctrica, requieren un cierto sobredimensionado para evitar la falta de suministro eléctrico en puntos de consumo alto y producción energética baja. También, se puede dotar a la instalación de una fuente de energía auxiliar para evitar la insuficiencia energética en cualquier momento. En cualquier caso, deben incluir un sistema de almacenamiento de energía capaz de sustentar los consumos que se producen en horas donde la irradiancia es pobre o nula y, por lo tanto, también lo es la producción energética del campo fotovoltaico.

Las instalaciones conectadas a la red o autoconsumos pueden incluir sistemas de acumulación de energía para mejorar su aprovechamiento de la energía. Esta característica no es imprescindible ya que, en cualquier momento los consumos pueden ser suplidos con energía de la red de distribución eléctrica, sin embargo, el objetivo de un autoconsumo con conexión a la red es minimizar la cantidad de energía suministrada externamente. También se pueden diferenciar dos tipos de conexiones a la red: con vertido y sin vertido de excedentes. Las instalaciones con vertido de excedentes pueden exportar la energía no consumida a la red eléctrica.

1.3. Almacenamiento de energía en instalaciones fotovoltaicas

El uso de recursos incontrolables como el sol o el viento para la producción de energía hace que estos sistemas tengan cierta intermitencia.

En un sistema fotovoltaico, en horas de alta irradiancia, la potencia producida es mayor que en horas de irradiancia baja o nula. Esto produce que haya horas en las que se produce más de lo que se consume y otras en las que se consume más de lo que se produce, es decir, o se producen pérdidas o hay insuficiencia energética.

Un sistema de almacenamiento eficiente tiene como objetivo acumular la energía producida que no se consume instantáneamente y liberarla cuando el sistema de generación no sea capaz de suministrar la energía requerida en dicho momento.

Un uso eficiente de la energía no solo tiene un impacto positivo en el consumo del propietario, sino que ayuda a regular la carga a la que es sometida la red en horas pico (únicamente en instalaciones con conexión a la red). En raras ocasiones coinciden las horas pico de consumo eléctrico con las horas pico de generación fotovoltaica (a medio día), excepto en casos puntuales como por ejemplo el uso del aire acondicionado. Un sistema de autoconsumo sin almacenamiento se puede comportar de dos formas diferentes frente a este fenómeno. Si el sistema se caracteriza por no tener vertido a la red, simplemente estará consumiendo energía de la red en las horas pico de consumo. Por otro lado, si el sistema posee vertido a la red, este vertido se realizará en los momentos de exceso de producción que no suelen coincidir con momentos pico de consumo. Además, también tendrá que consumir energía de la red en las horas pico de consumo.

En un sistema aislado de la red el uso de un sistema de almacenamiento de energía es imprescindible. Sin embargo, un autoconsumo con conexión a la red puede funcionar sin almacenamiento, ya que, en el momento que la producción de energía del campo fotovoltaico sea insuficiente la energía se importará de la red.

Las instalaciones con almacenamiento de energía son el primer paso hacia una descentralización de la producción de energía. Este modelo energético podría suponer un ahorro importante en la transmisión y distribución de la energía. Además, cada día es más importante el consumo eficiente de la energía, cuya gestión adecuada no se puede realizar sin un sistema de almacenamiento [12].

La gestión de la carga o gestión del lado de la demanda consiste en evitar el consumo de energía proveniente de la red en horas pico y, en caso de existir la posibilidad de vertido, maximizar el vertido en estos momentos. Esta metodología, produce un ahorro por partida doble para el consumidor. Por un lado, el mayor aprovechamiento del autoconsumo hace que el suministro exterior (importación de energía de la red) sea menor. Por otro lado, la posibilidad de almacenar energía permite comprar energía a la red (si fuese necesario) en horas donde el precio es menor. Ambos factores contribuyen a disminuir la saturación de la red eléctrica y la factura del usuario.

Otro factor para tener en cuenta es la prevención de interrupciones en el suministro externo de energía. Un sistema de almacenamiento dota al consumidor de cierta independencia de la red lo cual evitará un corte del suministro en caso de fallo de la red.

1.3.1. Principales tecnologías de almacenamiento de energía

Actualmente existe una gran variedad de sistemas de almacenamiento disponibles, cada uno con propiedades y condiciones de funcionamiento diferentes. A continuación, se presentan los principales tipos.

- Bombeo hidráulico reversible:

El bombeo hidroeléctrico consiste en el uso de los excedentes de producción para bombear agua hacia un punto de energía potencial superior. Es decir, el excedente de energía se convierte en energía potencial. La extracción de la energía acumulada se realiza mediante una turbina hidroeléctrica.

Este sistema es ampliamente utilizado, sin embargo, solo es útil para instalaciones de tamaño considerable. Se estima que tienen un funcionamiento eficiente por encima de los 20MW [13]. Además, presenta requisitos geográficos para su funcionamiento, ya que debe de estar situada en una zona montañosa donde se puedan construir depósitos de agua a diferentes niveles. Además, esto supone un impacto paisajístico y medioambiental importante.

- Almacenamiento de aire comprimido (CAES)

El almacenamiento de aire comprimido consiste en usar los excedentes de producción para comprimir aire que puede ser utilizado posteriormente en una turbina de generación eléctrica. Este sistema es adecuado para almacenar grandes cantidades de energía, aunque también se ha investigado su aplicación en sistemas de menor tamaño. Sin embargo, las pérdidas térmicas y la necesidad de un depósito artificial hacen que este tipo de instalaciones no sea viable por el momento.

Al igual que el bombeo reversible, presenta requisitos geográficos. Generalmente el aire comprimido se suele almacenar en cuevas subterráneas. El principal reto de este sistema es recuperar el calor perdido en la compresión del aire. Esto ahorraría energía que actualmente se emplea para calentar el aire previamente a su entrada en la turbina. Además, esta energía suele ser proporcionada por combustibles fósiles.

- Almacenamiento térmico:

Su funcionamiento se basa en la capacidad de un material para almacenar calor y suministrarlo posteriormente al ambiente. Se suele usar en generadores térmicos a gran escala. Este sistema se caracteriza por una respuesta lenta. Solo es eficaz en sistemas de alta potencia y energía.

- Almacenamiento electroquímico:

Es la tecnología más común en instalaciones domésticas e industriales. Este grupo incluye una gran cantidad de tecnologías diferentes de las cuales se espera gran desarrollo en los próximos años. Su funcionamiento consiste en almacenar la energía como energía química mediante reacciones electroquímicas reversibles.

- Batería de ion Litio: es uno de los sistemas más comunes. Está compuesta por un ánodo de cobre y grafito y un cátodo de aluminio y metales de transición, ambos separados por una capa de polietileno o propileno. El flujo de electrones se realiza a través del electrolito, una sal de litio. A pesar de ser utilizada en la mayoría de los aparatos electrónicos, presenta un ciclo de vida limitado por un

número de cargas. También, está expuesta a sobrecalentamientos que podrían resultar en explosiones.

- **Batería de sodio-sulfuro:** Son baterías de alta capacidad, compuestas por un electrodo de azufre fundido y un ánodo de sodio fundido separados por un electrolito sólido permeable a los iones positivos del sodio. Es muy eficiente en sistemas fotovoltaicos, sin embargo, tiene un número de cargas limitado (unas 2500 con una profundidad de descarga del 100%).
- **Pila de combustible de hidrógeno y electrolizador:** el exceso de energía producida se usa para electrolizar agua en un electrolizador, el hidrógeno resultante de este proceso se almacena en un depósito. Posteriormente, una pila de combustible realiza el proceso inverso, extrayendo oxígeno del aire y produciendo agua y una corriente eléctrica. El coste de esta tecnología es todavía elevado debido a la falta de desarrollo, además, existen riesgos de explosión en el almacenamiento de hidrógeno.
- **Batería de plomo y ácido:** es frecuente en vehículos. Está compuesta por un conjunto de placas de plomo paralelas, colocadas de manera que alternan su polaridad sumergidas en un electrolito de ácido sulfúrico. Su eficiencia y ciclo de vida es inferior al de las baterías de litio, tienen grandes pérdidas y su carga es lenta. Además, tienen requisitos de mantenimiento complicados.
- **Baterías de flujo redox:** en este tipo de batería la energía se almacena en el electrolito en vez de en los electrodos. Esto dota a este tipo de sistemas de una gran versatilidad y modularidad. El sistema se compone de dos tanques desde los cuales se bombea electrolito, positivo por un lado y negativo por el otro, a una celda electrolítica capaz de transformar una corriente eléctrica en energía química y viceversa. Ambos electrolitos se separan por una membrana permeable para iones, pero impermeable para electrones. La mayor peculiaridad que presentan estos sistemas es el desacople de potencia y energía. Un aumento en el número de celdas aumentará la potencia producida, un aumento del volumen de los tanques producirá un aumento de la capacidad energética.

1.3.2. Batería de flujo redox. Funcionamiento y ventajas

El funcionamiento de la batería de flujo redox se basa en las reacciones de oxidación y reducción que se producen en los compartimentos de las celdas que la componen. Las celdas se dividen en dos compartimentos separados por una membrana de intercambio iónico. Cada lado de la celda se alimenta desde un tanque mediante una bomba, como se muestra en la Figura 2.

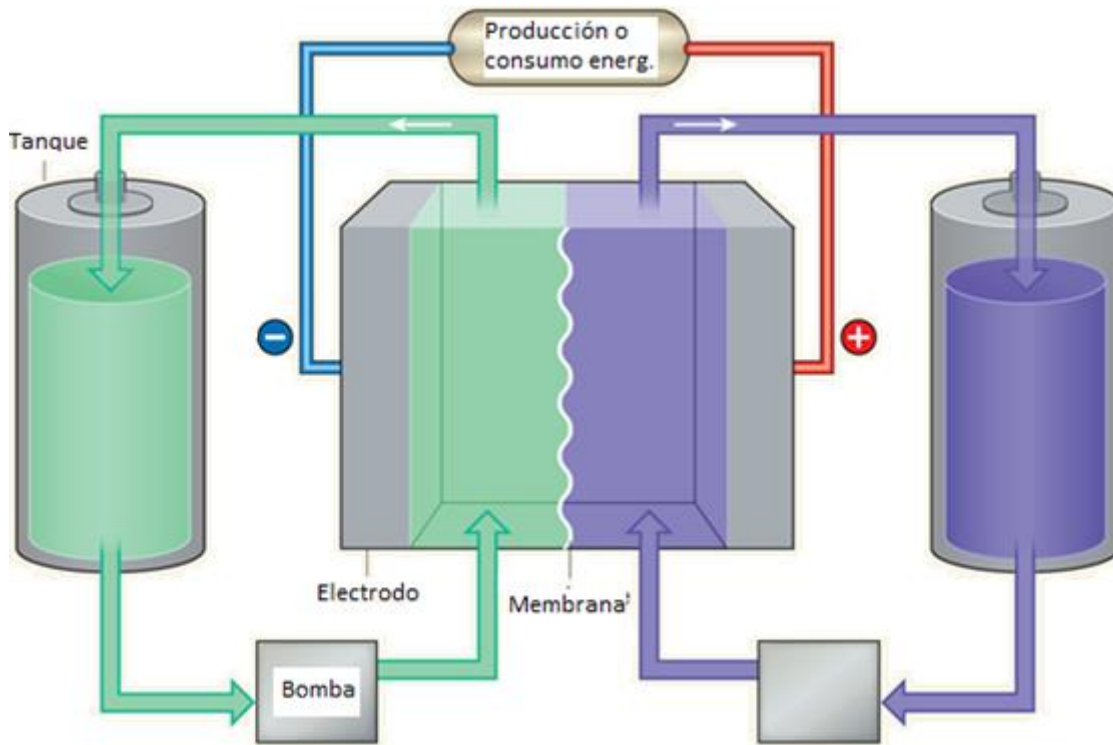
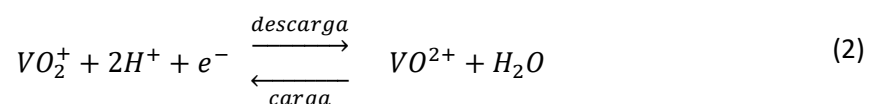


Figura 2. Esquema de una celda en una batería de flujo redox, adaptada de [15]

En el interior de la celda, una especie se reduce en el electrodo de uno de los compartimentos, produciendo un electrón que es aceptado por otra especie que se oxida en el electrodo del compartimento opuesto. Los electrodos deben tener estructura porosa, lo que permite aumentar tanto su permeabilidad al electrolito como su área activa. Esto se puede conseguir mediante el uso de materiales basados en el carbono.

Las especies activas de la batería son el componente más importante del sistema: determinaron su capacidad y eficiencia.

Se ha estudiado el funcionamiento de baterías de flujo redox con diferentes electrolitos. El electrolito más empleado por el momento es el conocido como solo vanadio. Este se caracteriza por componerse de especies activas de vanadio en ambos lados de la celda. Las reacciones que ocurren en este sistema se presentan en las ecuaciones (1) y (2) para las partes negativa y positiva de la celda respectivamente [16].



La característica que hace a este sistema único es el desacople de potencia y energía a la hora de su diseño. El voltaje de cada stack viene determinado por el potencial de equilibrio de las especies activas y las pérdidas de potencial. Las celdas electrolíticas se pueden instalar en

paralelo, formando stacks que a su vez se pueden conectar en serie. Esto permite adaptar al sistema para funcionar a la potencia deseada independientemente de su capacidad.

Por otro lado, la cantidad de electrolito que se almacene en los tanques determinará la capacidad energética del sistema. Su densidad energética es relativamente baja, es decir, ocupa una cantidad considerable de espacio. Esto impide su aplicación para aplicaciones móviles.

Para su funcionamiento correcto, es necesario mantener una temperatura adecuada de entre 15°C y 35°C, aproximadamente.

Su principal desventaja es la irregularidad de actividad electroquímica a lo largo de la celda, generando gradientes de concentración en el interior del sistema. Esto genera una irregularidad en las corrientes internas de electrolito que pueden llegar a generar pérdidas.

1.4. Sistema fotovoltaico con sistema de almacenamiento

La incorporación de sistemas de almacenamiento a sistemas fotovoltaicos se realiza con el objetivo de aumentar el rendimiento del sistema. La energía que produce el campo fotovoltaico depende de la energía precedente de la luz que recibe. Por lo tanto, los periodos de mayor producción energética no suelen coincidir con los de mayor demanda. Mediante el uso de un sistema de almacenamiento se evita desperdiciar gran cantidad de la energía producida en estos periodos de mayor radiación solar.

El sistema de almacenamiento en una instalación fotovoltaica se puede acoplar de tres formas diferentes: DC-Coupling, AC-Coupling o híbrido.

- DC Coupling:

La Figura 3 [12] muestra el esquema eléctrico de un sistema fotovoltaico conectado en DC-Coupling. La corriente continua producida por el sistema de generación (P_{PV}) se conecta a un controlador de carga y, opcionalmente, a un sistema de medida. La salida del controlador alimenta tanto a la batería como al inversor. Este tipo de inversores suelen ser bastante sofisticados, capaces de extraer e introducir energía de las baterías (P_B) según se programen. A partir del inversor (P_{PVB}), se conectan las cargas (P_L) y, si fuese el caso de una instalación con vertido de excedentes (P_F), a la red. También existe la posibilidad de extraer energía de la red (P_G), incluso para cargar las baterías.

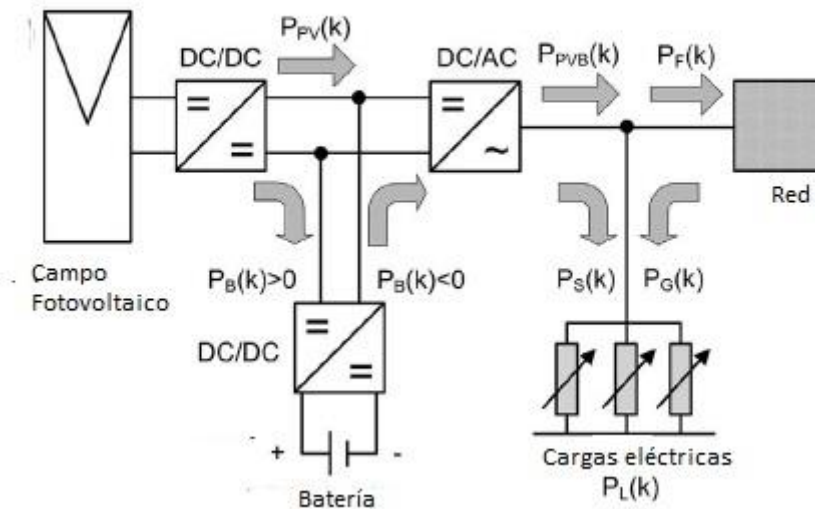


Figura 3. Sistema fotovoltaico DC-Coupling, adaptada de [12]

- AC Coupling:

La Figura 4 [12] muestra el esquema eléctrico de un sistema fotovoltaico conectado en AC-Coupling. En este caso, la batería se acopla de manera independiente al sistema de generación y se conecta a un inversor diferente al del campo fotovoltaico. Esto hará que el sistema requiera un inversor adicional al sistema DC-Coupling. Sin embargo, permite una mayor versatilidad a la hora de introducir mejoras o variaciones en el sistema una vez instalado.

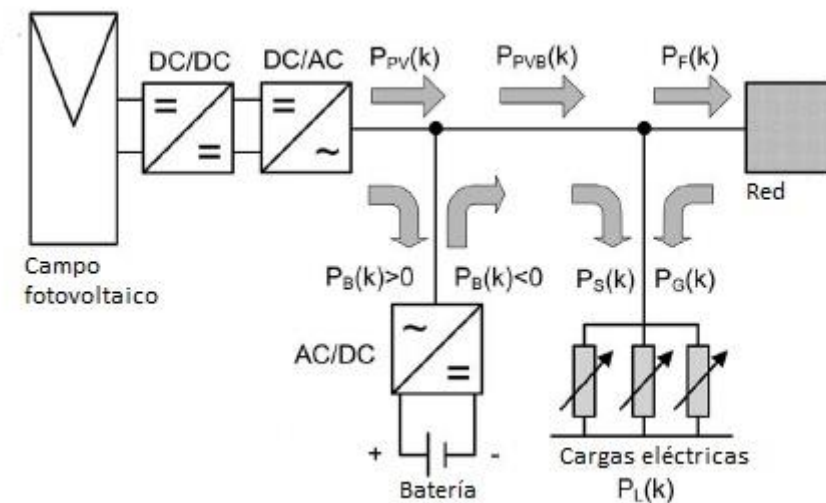


Figura 4. Sistema fotovoltaico AC-Coupling , adaptada de [12]

- Híbrido:

La Figura 5 [17] muestra el esquema eléctrico de un sistema fotovoltaico híbrido que emplea conexiones propias de un sistema AC-Coupling y de un sistema DC-Coupling. En este caso, el inversor que gestiona la carga y descarga del sistema de almacenamiento también gestiona una parte del campo fotovoltaico. La parte restante del campo fotovoltaico se conecta a otro

Diseño de un sistema fotovoltaico de 50 kW con almacenamiento de energía en batería de flujo redox de vanadio para un centro logístico de una empresa de construcción

inversor. Este sistema se emplea cuando la potencia del campo fotovoltaico no puede ser gestionada por un único inversor.

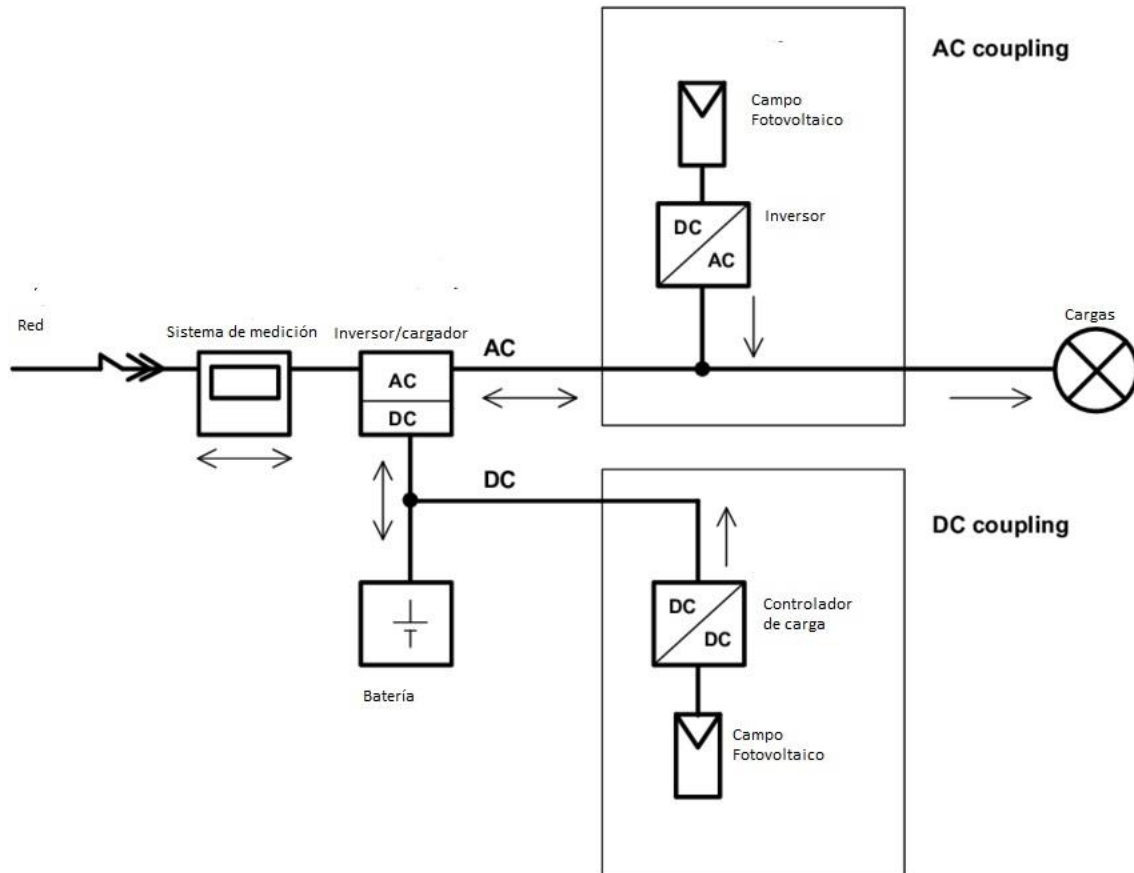


Figura 5. Sistema fotovoltaico híbrido, adaptada de [17]

CAPÍTULO 2. OBJETIVO, METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA EMPLEADA

2.1. Objetivo

El objetivo de este TFG es elaborar el diseño de un sistema fotovoltaico aislado con una potencia nominal de 50 kW para una nave de logística de una empresa de construcción situada en Alcalá de Guadaíra (Sevilla). El sistema pretende maximizar el aprovechamiento de la energía de la instalación para asegurar su autonomía. Por ello, se ha dotado a la instalación de un sistema de almacenamiento de energía con una batería de flujo redox. Este será capaz tanto de almacenar la energía producida por el campo fotovoltaico como la proveniente del grupo electrógeno auxiliar de emergencia.

2.2. Metodología

En primer lugar, se han definido las especificaciones de diseño. Para ello, se han empleado tanto los datos de consumo energético de la nave industrial como su situación y sus condiciones meteorológicas. El sistema se ha diseñado suponiendo las condiciones más desfavorables a las cuales se prevé que va a operar. De este modo, se garantiza su funcionamiento en todo momento.

Las condiciones más desfavorables en cuanto al consumo energético se dan cuando la nave tenga un mayor consumo, y, por lo tanto, la instalación requiera una mayor producción. Las condiciones meteorológicas más desfavorables se dan cuando el sistema se encuentre expuesto a niveles de radiación bajos. Bajo estas condiciones, la capacidad de producir energía se verá notablemente mermada. La temperatura también afecta al rendimiento del sistema, sin embargo, la disminución del rendimiento del sistema provocada por altas temperaturas suele verse compensada por condiciones de radiación alta.

En segundo lugar, se ha diseñado el sistema de producción energética, es decir, el sistema fotovoltaico. Se debe garantizar que la producción energética de este sea suficiente para sustentar los consumos del usuario durante todo el año. El diseño del campo fotovoltaico se ha acompañado del diseño del sistema eléctrico y los equipos de potencia. Para el diseño de los diferentes componentes del circuito se debe de garantizar que los equipos soporten en todo momento las condiciones de funcionamiento. También, se ha diseñado el cableado y protecciones del circuito. El cableado se ha diseñado de manera que se minimicen las pérdidas a través de los conductores. El conjunto de protecciones se ha incluido para evitar daños tanto en los equipos como al usuario.

En tercer lugar, se ha realizado el diseño del sistema de almacenamiento. Se ha buscado un sistema capaz de almacenar la cantidad de energía producida durante los momentos de radiación alta para suplir la totalidad de los consumos en los momentos de radiación baja o nula. Para ello, se ha utilizado como caso de diseño el periodo máximo de insuficiencia energética que la instalación pueda sufrir para garantizar su funcionamiento en cualquier momento.

A continuación, se ha construido un modelo matemático que se ha implementado en MATLAB®. Dicho modelo se ha empleado para simular el funcionamiento de la instalación. Mediante esta simulación, se ha validado el diseño realizado en los apartados anteriores garantizando que la instalación cumple todos los requisitos establecidos en el caso de diseño. Con este mismo objetivo, todos los apartados de diseño se han realizado con un ligero sobredimensionado.

Por último, se ha realizado un estudio económico del proyecto para evaluar su viabilidad.

2.3. Estructura

Este documento se ha estructurado en 6 capítulos, a parte de los capítulos de introducción y objetivo.

El capítulo 3 contiene las especificaciones de diseño aportadas por el usuario. En el se han plasmado las necesidades energéticas de la instalación y las características generales de la instalación. A partir de los datos presentados en este capítulo se han realizado los capítulos 4 y 5.

En el capítulo 4 se ha dimensionado el campo fotovoltaico y los equipos de potencia con los cuales se acondiciona. También se ha dimensionado el cableado y las protecciones que se han incluido entre los equipos.

En el capítulo 5 se ha diseñado la batería de flujo redox, seleccionando sus principales parámetros y elementos.

El capítulo 6 contiene el modelo matemático mediante el cual se ha simulado el sistema. Los resultados de dicha simulación se incluyen en el mismo capítulo, donde se incluye la validación del diseño realizado.

En el capítulo 7 se ha estudiado la viabilidad económica del proyecto, determinando si su implementación sería beneficiosa o no.

En el capítulo 8 se han incluido las conclusiones del trabajo, tanto de los apartados de diseño como el modelo y el estudio económico.

CAPÍTULO 3. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO

3.1. Tipo de instalación

La instalación diseñada es una instalación aislada de la red, por lo que necesita un sistema de almacenamiento capaz de garantizar un funcionamiento autónomo de la instalación. El sistema de almacenamiento se conecta mediante un sistema de conexión híbrido entre un sistema AC-Coupling y DC-Coupling.

3.2. Análisis energético

A partir de los consumos energéticos suministrados por el actual proveedor de energía de la nave industrial, se ha realizado el dimensionamiento de la instalación de generación de energía fotovoltaica. Para suplir satisfactoriamente los consumos, se debe tener en cuenta dos parámetros: la energía total y la potencia.

En primer lugar, la energía total producida por el sistema de generación debe de ser igual o mayor a la consumida. Además, el sistema de almacenamiento debe de ser capaz de suplir este desacople entre producción y consumo. Como generador auxiliar, se ha seleccionado un grupo electrógeno. De este modo, la instalación no dejará de funcionar en caso de que se surgiese algún fallo o avería, o hubiese una insuficiencia energética.

En segundo lugar, el sistema de generación debe de ser capaz de alimentar satisfactoriamente los picos de potencia para evitar un cese en la actividad.

3.2.1. Consumo energético anual

La Tabla 1 contiene los valores del consumo energético de la nave industrial durante el año 2019 proporcionados por el distribuidor de energía.

Tabla 1. Consumo energético año 2019

Mes	Consumo (kWh)	Días/Mes	Energía diaria kWh/día
Ene	6519	31	210.3
Feb	5362	28	191.5
Mar	5808	31	187.4
Abr	5348	30	178.3
May	4682	31	151.0
Jun	4210	30	140.3
Jul	4075	31	131.5
Ago	4268	31	137.7
Sep	5370	30	179.0
Oct	5694	31	183.7
Nov	6257	30	208.6
Dic	6212	31	200.4

Desde el punto de vista de diseño, los datos relevantes son:

- Energía consumida durante 2019: 63 805 kWh/año
- Energía promedio consumida por día: 174.96 kWh/día

Las figuras 6 y 7 muestran gráficamente la distribución mensual de consumos durante el año analizado. Se observa que en los meses de enero, noviembre y diciembre el consumo es mayor que el resto del año. Así mismo, los meses de menor consumo son junio, julio y agosto. Esto es importante ya que se debe de tener en cuenta el caso más desfavorable (menor producción y mayor consumo) a la hora de dimensionar el sistema.

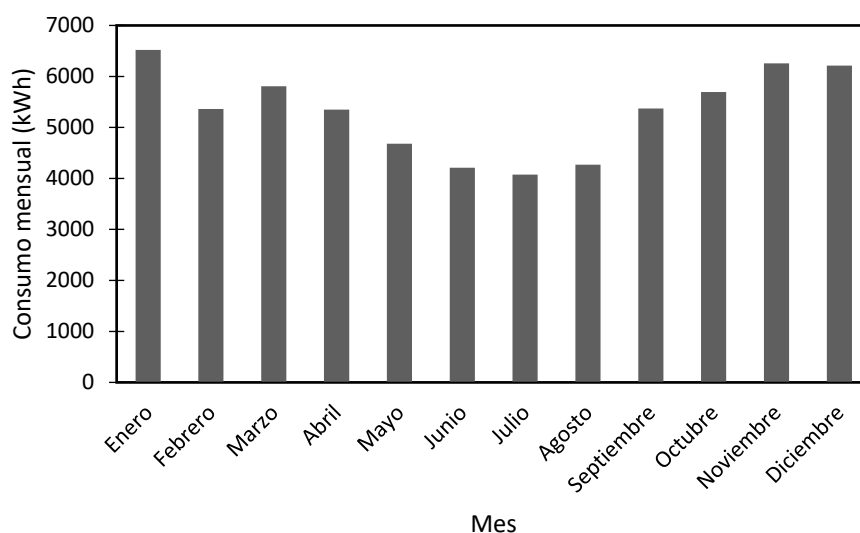


Figura 6. Consumo energético mensual 2019

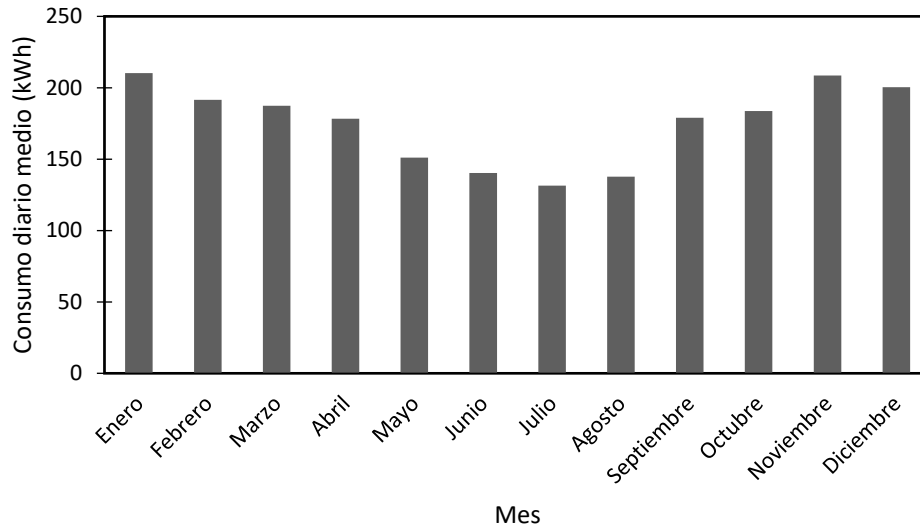


Figura 7. Consumo diario medio 2019

3.2.2. Potencia demandada

El mismo proceso se ha realizado con la potencia demandada. Esta se divide en tres zonas horarias: punta (P1), llano (P2) y valle (P3). La distribución de estas zonas horarias se realiza según el calendario energético peninsular para la tarifa contratada (3.0 A) [18]. La configuración de los meses de cada periodo se realiza acorde a la directiva Europea 2000/84. De este modo, el periodo de invierno contendrá los meses desde noviembre a marzo, ambos inclusive. El resto de los meses pertenecerán al periodo de verano.

- Zona punta
 - Invierno: de 18:00h a 22:00h
 - Verano: de 11:00h a 15:00h
- Zona llano
 - Invierno: de 8:00h a 18:00h y 22:00h a 24:00h
 - Verano: de 8:00h a 11:00h y 15:00h a 24:00h
- Zona valle
 - Invierno y verano: de 0:00h a 8:00h

Tabla 2. Potencia demandada por franja horaria.

Mes	POTENCIA P1 (kW)	POTENCIA P2 (kW)	POTENCIA P3 (kW)
Ene	13	36	20
Feb	16	18	13
Mar	20	32	13
Abr	37	35	12
May	30	27	19
Jun	39	41	12
Jul	8	13	12
Ago	11	31	13
Sep	38	44	33
Oct	33	32	18
Nov	28	38	20
Dic	22	42	21
Valores máximos	39	44	33

En este caso, la distribución es más irregular. Observando los valores máximos se puede concluir que **un sistema con una capacidad de 50 kW en corriente alterna trifásica será capaz de suplir la potencia demandada.**

Las cargas críticas de la instalación tienen una potencia de 20 kW la cual se debe garantizar durante todo el funcionamiento de la instalación, según las especificaciones del usuario.

3.3. Análisis meteorológico

La producción energética del sistema fotovoltaico depende de las condiciones meteorológicas que se producen en la instalación. Desde el punto de vista meteorológico el parámetro más importante es la irradiancia. La irradiancia es la cantidad de potencia incidente en una unidad de superficie. La irradiancia incidente en un módulo depende de su ubicación, su orientación y su inclinación. Las condiciones de la instalación son:

- Latitud: 37.3780
- Longitud: -5.8764
- Estación meteorológica más cercana: Sevilla
- Distancia a estación meteorológica: 5.1km
- Azimut: 120° (desorientación sur de -60°)
- Inclinación: 30°

Se ha seleccionado la inclinación de 30° ya que es la inclinación normalizada que mayor irradiancia recibe para la ubicación de la instalación [19].

Para analizar la irradiancia incidente se define el concepto de Horas Sol Pico (HSP) como el número de horas diarias con una irradiancia solar ideal de 1 kW/m² necesarias para proporcionar la misma radiación que se produce en la localización analizada a lo largo de un día completo.

A partir de los datos de radiación solar [19] y los datos de la instalación se calculan las HSP diarias para cada mes. Para un correcto dimensionamiento es importante determinar el mes más desfavorable. Para ello, también se calcula el consumo por unidad de irradiancia.

Tabla 3. Consumos y HSP mensuales

Mes	HSP/día	Consumo diario medio (kWh/día)	Consumo (kWh/HSP)
Ene	3,54	210,29	59,40
Feb	4,27	191,50	44,84
Mar	5,11	187,35	36,66
Abr	5,52	178,26	32,29
May	5,9	151,03	25,59
Jun	6,49	140,33	21,62
Jul	6,89	131,45	19,07
Ago	6,54	137,67	20,51
Sep	5,56	179,00	32,19
Oct	4,31	183,67	42,61
Nov	3,52	208,56	59,25
Dic	3,09	200,38	64,85

Como se puede observar el mes más desfavorable es diciembre. Para poder suplir los consumos energéticos completamente durante dicho mes, sería necesario un sistema de generación capaz de producir 64.85 KWp (kilovatios pico, es una medida de lo que produce el campo fotovoltaico en una Hora Sol Pico).

3.4. Análisis de los requerimientos del sistema de almacenamiento

Para el sistema de almacenamiento se consideran importantes dos parámetros de diseño: potencia y capacidad.

Para seleccionar la capacidad, en las Figuras 8 y 9 se muestran los datos de los periodos de descarga que deberá de satisfacer el sistema de almacenamiento.

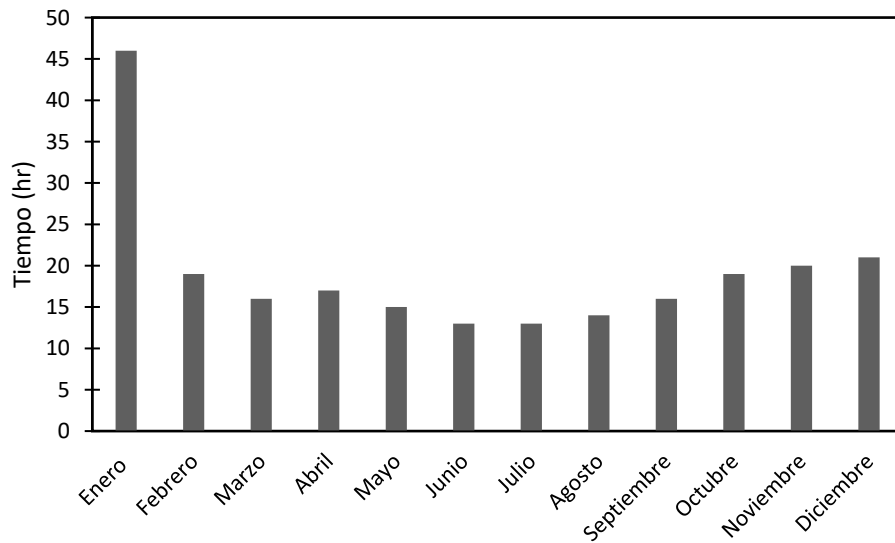


Figura 8. Duración periodo más largo de descarga

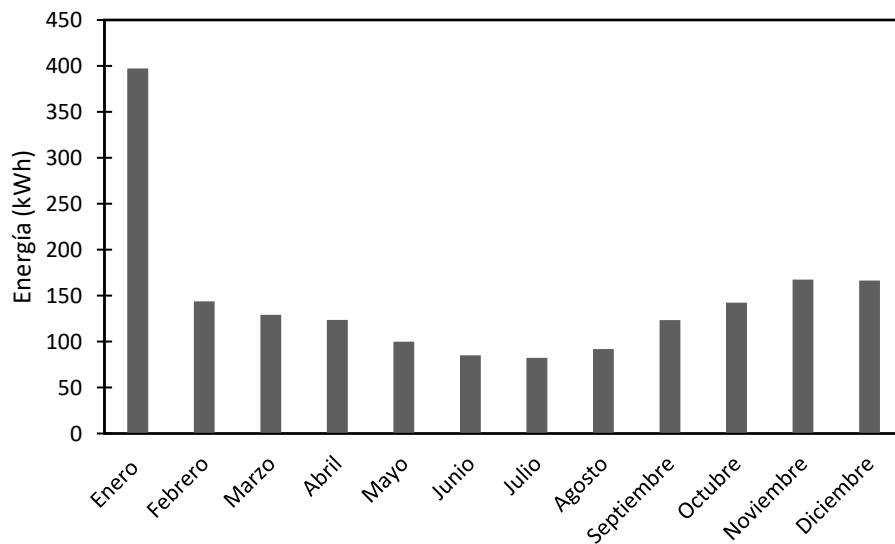


Figura 9. Energía demandada durante el periodo más largo de descarga

La batería deberá tener una autonomía mínima de 50 hr y una capacidad de 400 kWh para satisfacer las necesidades energéticas más desfavorables, producidas en el mes de enero.

En cuanto a la potencia, de acuerdo con la Tabla 2, debe de ser de 44 kW mínimo.

3.5. Especificaciones de diseño

La instalación a diseñar es una instalación aislada de la red con una salida hacia las cargas en corriente alterna trifásica a 400 V. El campo fotovoltaico debe de tener una potencia pico de 64.85 kWp, y se acopla a un circuito de corriente continua a 48 V. El sistema debe de ser capaz de suministrar una potencia de 50 kW.

Diseño de un sistema fotovoltaico de 50 kW con almacenamiento de energía en batería de flujo redox de vanadio para un centro logístico de una empresa de construcción

Por otro lado, el sistema de almacenamiento deberá para tener una autonomía de 50 hr y una capacidad mínima de 400 kWh, funcionando a una potencia de hasta 45 kW.

CAPÍTULO 4. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

4.1. Equipos

El sistema de conexión será híbrido, incluyendo un sistema DC-Coupling y otro AC-Coupling. Como se muestra en la Figura 10, los componentes necesarios para cada sistema serán:

- AC-Coupling:
 - Módulos fotovoltaicos
 - Inversor de red

- DC-Coupling
 - Módulos fotovoltaicos
 - Controladores de carga
 - Inversor-cargador
 - Sistema de almacenamiento (Capítulo 5)

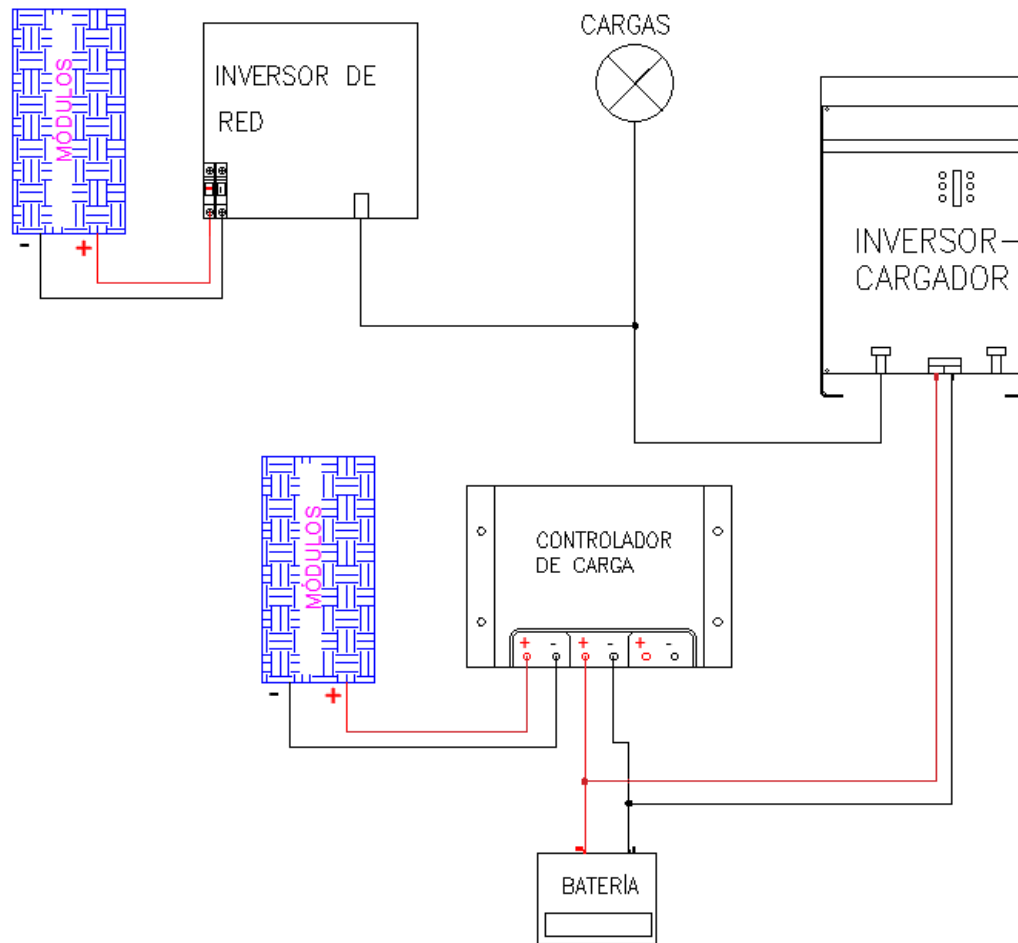


Figura 10. Esquema del sistema

4.1.1. Módulos solares

El módulo fotovoltaico debe de suministrar la máxima potencia posible para minimizar la cantidad de módulos y, por lo tanto, la superficie del campo fotovoltaico. El material más eficiente es el silicio monocristalino [10]. La máxima potencia ofrecida a nivel comercial actualmente es de 410 Wp (Vatios pico: potencia en vatios generada bajo condiciones de irradiancia de 1 HSP)

Empleando estos parámetros se selecciona un módulo del fabricante Jinko Solar. Este fabricante ofrece modelos con una potencia pico de 410 Wp. En este caso, el modelo que se instalará será el JKM410M-72HB-V, cuyas propiedades se recogen en la Tabla 4. El módulo se compone de 72 células fotovoltaicas monocristalinas y alcanza una conversión máxima del 20.38%

Tabla 4. Propiedades módulo JKM410M-72HB-V del fabricante Jinko Solar

Parámetro	Valor
Potencia máxima (P _{mpp})	410 Wp
Tensión nominal (U _{mpp})	42.3 V
Intensidad nominal (I _{mpp})	9.69 A
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	10.6 A
Tensión de circuito abierto (U _{oc})	50.4 V
Coef. de rendimiento	20.38%

Con una potencia pico de 410 Wp, para suplir los 64.85 KWp en mes el más desfavorable, el número de módulos necesario será:

$$n = \frac{64850}{410} = 158.17 \cong 159$$

El campo de generación fotovoltaica tendrá una potencia pico de 65.19 kWh, cumpliendo así los requisitos establecidos en el capítulo 3. Este valor puede verse ligeramente modificado por la configuración de series que se realizará posteriormente.

El montaje de los módulos se realiza en vertical, sobre una estructura de hormigón Solarbloc®, en filas de 10 u 11 módulos, según la configuración final de series en los inversores.

4.1.2. Controlador de carga

El controlador de carga se encarga de acondicionar la energía producida por el campo fotovoltaico para la carga de las baterías. Al tratarse de una instalación con sistema de almacenamiento poco convencional, es conveniente que el controlador de carga ofrezca un gran abanico de posibilidades para configurar la curva de carga. Victron Energy es un fabricante que ofrece libertad a la hora de introducir los algoritmos de carga, por este motivo se utilizará uno de sus modelos.

Para aprovechar al máximo la energía, se escoge un modelo que incluye el sistema de rastreo MPPT (Maximum Power Point Tracking). Este sistema determina las condiciones de funcionamiento a las cuales el módulo producirá una potencia máxima. De acuerdo con dichas especificaciones, se selecciona el modelo SmartSolar MPPT 250/100.

El equipo admite una tensión de entrada de 250 V. El módulo JKM410M-72HB-V tiene una tensión de circuito abierto (V_{OC}) de 50.4 V, por lo tanto, la cantidad de módulos acoplables en serie por controlador será de 4 módulos, dando una tensión de circuito abierto de 201,6V por serie.

El controlador contiene tres pares de conectores MC4 que admiten una corriente máxima de 30A. Con condiciones de funcionamiento a 48V es capaz de gestionar una potencia fotovoltaica de 5,8 kW, es decir, un máximo de 14 módulos de 410Wp. Respetando ambos criterios, se concluye que se pueden conectar **3 series de 4 módulos** por cada controlador de carga, como se muestra en la Figura 11.

Esto da una potencia de 4.92 kWp por controlador. Se empleará un total de **6 controladores de carga**. Es decir, el sistema DC-Coupling constará de **72 módulos** distribuidos en 6 controladores, en 3 series de 4 módulos por controlador para una potencia total de **29.52 kWp**.

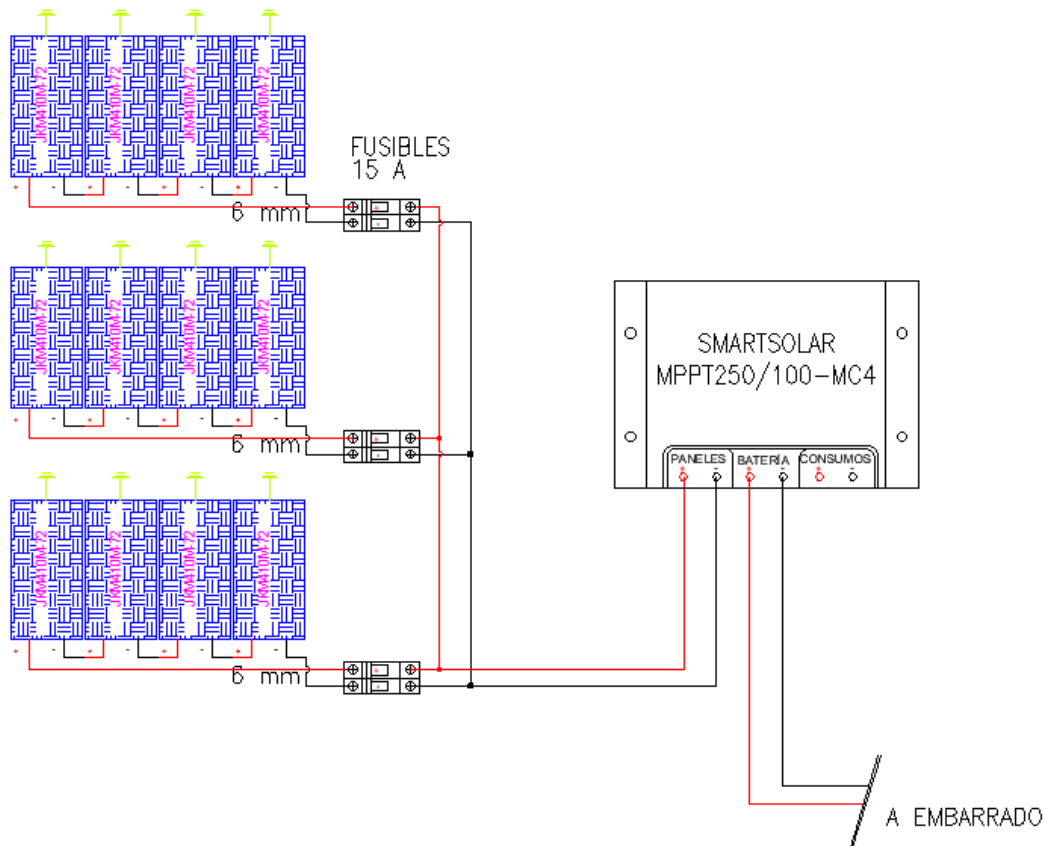


Figura 11. Esquema de conexión controlador carga

4.1.3. Inversor-cargador

EL inversor cargador se encarga de determinar las condiciones de descarga la batería, por lo tanto, también debe de tener gran versatilidad en cuanto a sus condiciones funcionamiento. Su salida, según las especificaciones de diseño será en trifásica a una tensión de 230/400 V. Este componente también debe de ser capaz de dirigir energía de un generador auxiliar a las baterías, si se diese una situación de emergencia.

Utilizando el mismo criterio que en el apartado anterior se escoge un producto del fabricante Victron Energy. Este fabricante ofrece la serie de productos Quattro, inversores cargadores que se pueden conectar en paralelo para obtener una salida trifásica, además de aumentar la potencia nominal del sistema.

Se escoge el inversor-cargador **Quattro 48/15000/200-100/100**. Este equipo tiene una potencia nominal de salida de 15 kW. Mediante la colocación de **3 unidades** en paralelo se consigue una

salida trifásica con una potencia nominal de **45 kVA** en el sistema DC-Coupling. Sus características se recogen en la Tabla 5.

Tabla 5. Propiedades inversor-cargador Quattro 48/15000/200-100/100 del fabricante Victron Energy

Parámetro	Valor
Rango de tensión de entrada (CC)	38-66 Vcc
Rango de tensión de entrada (CA)	187-265 Vca
Salida	230V 50Hz
Potencia de salida a 25°C	15000 VA
Eficacia máxima	96%

4.1.4. Inversor de red

Será el encargado de convertir la energía generada en el campo fotovoltaico en AC-Coupling y suministrarla al circuito de corriente alterna. Este equipo permite la conversión de energía de los paneles solares de corriente continua a corriente alterna trifásica. Las condiciones de salida deben de ser las mismas que en el inversor-cargador.

Los equipos de la marca Victron Energy presentan la posibilidad de funcionamiento con inversores del fabricante **Fronius**. Este fabricante ofrece el modelo **ECO 27.0-3-S** con las características recogidas en la Tabla 6.

Tabla 6. Características del inversor de red Fronius ECO 27.0-3-S

Parámetro	Valor
Potencia Máxima de entrada DC	37,8 kWp
Tensión de máxima de entrada	1.000 Vdc
Rango de Mpp	580-850 Vdc
Nº MPPT	1 – con 6 entradas
Corriente máxima por MPPT	47,7 A
Potencia de Salida	27 kW
Corriente máxima de salida	39 A
Tensión Nominal	3x230/400 Vac
Frecuencia de trabajo	50 Hz ± 5 Hz
Factor de Potencia	1
Tipo de conexión	Trifásica
Tipo de envolvente	IP65
Temperaturas de trabajo	-25 hasta 60 °C
Humedad relativa	0-100% sin condensación

Se conectará un total de **90 módulos** a este inversor, con una potencia pico de **36,9 kWp**, valor que se encuentra dentro del rango de operación del inversor. Se conectarán **6 series de 15 módulos** fotovoltaicos (Figura 12), la serie tendrá una tensión de circuito abierto de 756V, respetando la tensión máxima de entrada y el rango de MPPT.

El total de módulos instalados en la instalación será de **162 unidades**, 90 se conectarán al inversor de red en el sistema AC-Coupling y 72 al inversor-cargador en el sistema DC-Coupling. El número final de módulos será superior al establecido en el apartado 4.1.1. con el fin de aumentar el rendimiento de la función MPPT del inversor, incluyendo series con el mismo número de módulos.

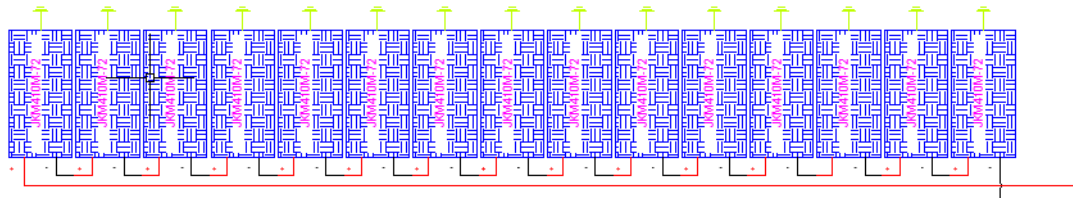


Figura 12. Serie de 15 módulos inversor de red

4.1.5. Grupo electrógeno

Como se ha indicado en las especificaciones de diseño, una parte de las cargas de la instalación son críticas, es decir, imprescindibles para el funcionamiento de la instalación. Para asegurar este requerimiento en caso de fallo del sistema se debe de incluir un generador auxiliar. El generador debe de funcionar en corriente alterna trifásica a 400 V y tener una potencia nominal mínima de 20 kW. De este modo, se puede conectar al cuadro de corriente alterna y utilizar tanto para consumo directo como para la recarga de la batería.

Se escoge un grupo electrógeno para cumplir esta función ya que, esta tecnología posee la capacidad de funcionar aisladamente con un único gasto: el combustible.

Se selecciona el modelo PK33E del fabricante Tecnicos Carpi con una potencia nominal de 30kVA/24kW. El sistema tiene salida trifásica alterna a 400/230V y 50Hz. Además, incluye las protecciones necesarias para garantizar un funcionamiento adecuado sin poner en riesgo el resto de los componentes. Incluye un disyuntor magnetotérmico de 4 polos de 60A (4P 60A).

4.2. Cableado

A continuación, se determina el tipo de cable y las secciones a utilizar según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. El diseño se ha realizado considerando una caída de tensión inferior al 1.5% en la parte de continua (CC) y 0.5% en la parte de alterna (CA). Además, todas las líneas estarán protegidas debidamente desde el centro de mando contra cortocircuitos y sobrecargas.

De acuerdo con las recomendaciones pertinentes y la norma UNE 21.123-4, el tipo de conductor a emplear será unipolar no propagador de incendio, especificación RV Cu con tensión asignada 0.6/1Kv para instalaciones de baja tensión, como es el caso.

4.2.1. Cableado corriente continua

Los conductores son de cobre y tienen la sección adecuada para evitar caídas de tensión y sobrecargas. Los conductores en la parte de corriente continua deben tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5 %.

Al tratarse de una instalación en el exterior, todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado de acuerdo con la norma UNE 20460-5-523:2004. Además, debe de tener resistencia a la radiación ultravioleta de acuerdo con la norma UNE 211605. También, se protegerán los conductores con un ducto cumpliendo con la ITC-BT-21.

La longitud de los cables será la suficiente para que no puedan generarse esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Los cables CC serán de tipo RV-K 0,6/1 kV 1x6 mm² Cu desde los módulos hasta los convertidores.

Desde los inversores y la batería a la caja de protecciones de corriente continua el tipo de cable a utilizar será tipo RV-K 0,6/1kV 2x70 mm² Cu.

Desde los controladores de carga a la caja de protecciones de corriente continua el tipo de cable a utilizar será tipo RV-K 0,6/1kV 1x35 mm² Cu.

4.2.2 Cableado corriente alterna

Todos los conductores cumplen con la normativa de UNE 20460-5-523:2004, referenciada en la ITC BT 19 que son los necesarios para estar expuestos a fenómenos climatológicos adversos con distintos métodos de instalación. Además, los conductores se protegerán con un ducto cumpliendo con la ITC-BT-21.

Los conductores en la parte de corriente continua deben tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 0,5 %.

Desde la salida del convertidor Fronius Eco 27 hasta el cuadro de protecciones de alterna el conductor deberá ser Exzhellent H07V-K AS 750 V 1x25 mm² Cu o similar.

Desde el cuadro de alterna hasta el punto de conexión, el conductor deberá ser tipo Exzhellent RZ1-K AS 0,6/1 kV 1x35 mm² Cu o similar.

Desde los convertidores Victron hasta el cuadro de protecciones de alterna el conductor deberá ser Exzhellent H07V-K AS 750 V 1x25 mm² Cu o similar.

4.3. Protecciones

La instalación contará con dos cajas de protecciones. A continuación, se describen los componentes de las cajas.

4.3.1 Cuadro de protecciones corriente continua

Los fusibles se han dimensionado de acuerdo a la intensidad máxima que debe de circular por cada tramo. En la parte de corriente continua se deben de proteger todos los equipos, sin embargo, el inversor Fronius incorpora las protecciones pertinentes. Por lo tanto, son necesarias

protecciones para la entrada de los controladores de carga (campo fotovoltaico), el sistema de almacenamiento, la salida los controladores de carga y los inversores-cargadores

- Protección DC: Campo fotovoltaico

Fusibles:

- Tipo: gG PV
- Tamaño: 10x38 mm
- Capacidad: 15 A DC
- Voltaje: 0.6/1 KV

- Protección DC: inversores-cargadores

Para la protección de los equipos Victron Quattro 48/15000/200-100/100 se utilizan los siguientes fusibles.

- Tipo: ANL
- Capacidad: 500 A DC
- Voltaje: 80 voltios
- Marca y modelo: Zeesman

- Protección DC: salida de los controladores de carga

Para la protección de los controladores de carga en la conexión con el embarrado

- Tipo: ANL
- Capacidad: 150 A DC
- Voltaje: 80 voltios
- Marca y modelo: Zeesman

- Protección DC: sistema de almacenamiento

Para la protección del sistema de almacenamiento se utilizan los siguientes fusibles.

- Tipo: ANL
- Capacidad: 300 A DC
- Voltaje: 80 voltios
- Marca y modelo: Zeesman

4.3.2. Cuadro de protecciones corriente alterna

En el circuito de corriente alterna también se protegen todos los equipos. El grupo electrógeno incorpora las protecciones pertinentes, por lo tanto serán necesarias protecciones para los inversores-cargadores (3 magnetotérmicos de 63 A) y el inversor de red (50 A). También se incluye un magnetotérmico general para la protección del cuadro y un interruptor diferencial para la protección del usuario.

El cuadro de protecciones de alterna se compone de:

- 3 magnetotérmico 2P 63 A C 10 kA
- 1 magnetotérmico 4P 50 A C 10 kA
- 1 magnetotérmico general 4P 100 A
- Interruptor Diferencial 4x100A/300mA

Además, los convertidores cuentan con una serie de protecciones que resguardan contra:

- Sobretensión en CA
- Sobrecorriente en CA
- Infratensión en CA
- Sobrefrecuencia

4.3. Resumen del diseño del sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico se compone de un total de **162 módulos**, para obtener una potencia pico de 66.42 kWp. Estos se dividen en dos sistemas, uno con conexión AC-Coupling y otro DC-Coupling, ambos con salida en corriente alterna trifásica a 400 V.

El sistema DC-Coupling tiene una potencia nominal de 45 kVA y es regulado por 3 convertidores Quattro 48/15000/200-100/100. En este sistema se conectan 72 módulos, divididos en 6 controladores de carga SmartSolar MPPT 250/100. La conexión en cada controlador se realiza en 3 series de 4 módulos como se muestra en la Figura 11. Los 6 controladores de carga, los 3 convertidores y el sistema de almacenamiento se conectan mediante un embarrado que funciona a 48 V.

El sistema AC-Coupling tiene una potencia nominal de 27 kW. En él, 90 módulos se conectan al convertidor ECO 27.0-3-S en 6 series de 15 módulos.

El fallo en alguno de estos sistemas se supliría con energía generada en el grupo electrógeno PK33E con una potencia nominal de 30 kVA/24 kW. Este se conecta al cuadro de corriente alterna.

De este modo, se cumplen todas las especificaciones de diseño referentes al sistema de generación, establecidas en el capítulo 3.

CAPÍTULO 5 . DISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

El sistema de almacenamiento consiste en una batería de flujo redox de vanadio. Inicialmente, se han determinado los parámetros básicos para su diseño. Inicialmente se ha calculado el caso más desfavorable del sistema en descarga, a partir de lo establecido en este caso se diseñará el sistema. Una vez diseñado se ha determinado la estrategia a seguir para la carga del sistema y se ha determinado que el sistema es válido y cumple las especificaciones de diseño.

En el caso más desfavorable, el funcionamiento de la instalación dependerá completamente de la batería, es decir, la producción del campo fotovoltaico será nula. Como se observa en la Tabla 2, con una potencia nominal de 44 kW será suficiente. Además, este valor coincide con la potencia nominal del inversor-cargador.

A continuación, se determinan los parámetros de diseño del sistema de almacenamiento con el objetivo de solucionar el desacople entre producción y consumo de energía. Como se ha determinado en el capítulo 3, la batería debe de tener una autonomía de 50 hr, una capacidad de 400 kWh y una potencia de 44 kW.

Los parámetros a seleccionar para la batería son:

- Concentración de electrolito
- Selección de membrana
- Selección de membrana
- Número de celdas
- Caudal de funcionamiento y selección bomba
- Volumen electrolito y selección de tanque

5.1. Concentración de electrolito

El primer parámetro a determinar es la concentración de vanadio en el electrolito. Esta no debe de superar la solubilidad de dicho elemento (en H_2SO_4) para evitar su precipitación. Para que la batería sea eficiente, debe de ser lo suficientemente alta para que el sistema sea eficiente, sin superar los 2M [20]. En este diseño, la **concentración de vanadio será de 1.6M** en una solución 3M de H_2SO_4 . Este valor es conservador respecto al límite de solubilidad y presenta eficiencias aceptables [21].

5.2. Selección de membrana

En otros experimentos con baterías de flujo redox con alimentación fotovoltaica se ha determinado que la membrana que maximiza el rendimiento de estos sistemas es la **Nafion117® de Dupont®**, cuyas propiedades se recogen en la Tabla 7. Esta selección maximiza la capacidad

y el porcentaje de utilización del electrodo además de reducir las pérdidas por el cruce de especies activas [21].

Tabla 7. Propiedades membrana Nafion117

Parámetro	Valor
Espesor (μm)	183
Conductividad ($\text{mS}\cdot\text{cm}^{-1}$)	100
Resistencia ($\Omega\cdot\text{cm}^2$)	0.18 [4]

5.3. Selección de electrodo

Los electrodos empleados son de tela de carbono. Se selecciona el modelo 1071 HCB del fabricante AvCarb Material Solutions. Se emplea este material ya que gracias a su bajo espesor permite un funcionamiento a mayor densidad de corriente para valores por encima del 50% del estado de carga (SoC) [4]. El espesor de la tela es de 356 μm .

5.4. Número de celdas

Para determinar el número de celdas, primero se debe de determinar la densidad de corriente a la cual funcionará la batería. Así, una vez se conozca el potencial de celda en dicho punto de funcionamiento, se determinan cuantas celdas en serie se debe de colocar para satisfacer dicho potencial.

Se considera una descarga máxima de un 90% (SoC=10%). En este punto, acorde a la curva de polarización del sistema [4], el funcionamiento óptimo (máxima densidad de potencia) se produce a una densidad de corriente en torno a 270 $\text{mA}\cdot\text{cm}^{-2}$ como se aprecia en la Figura 13. En estas condiciones de funcionamiento se genera una tensión de 1.1 V por celda. La tensión mínima de entrada del inversor en corriente continua es de 38V, esta se generaría con un total de 35 celdas para el punto más desfavorable. Esto supondría una tensión nominal de 49V (1.4V/celda) para un SoC del 50%.

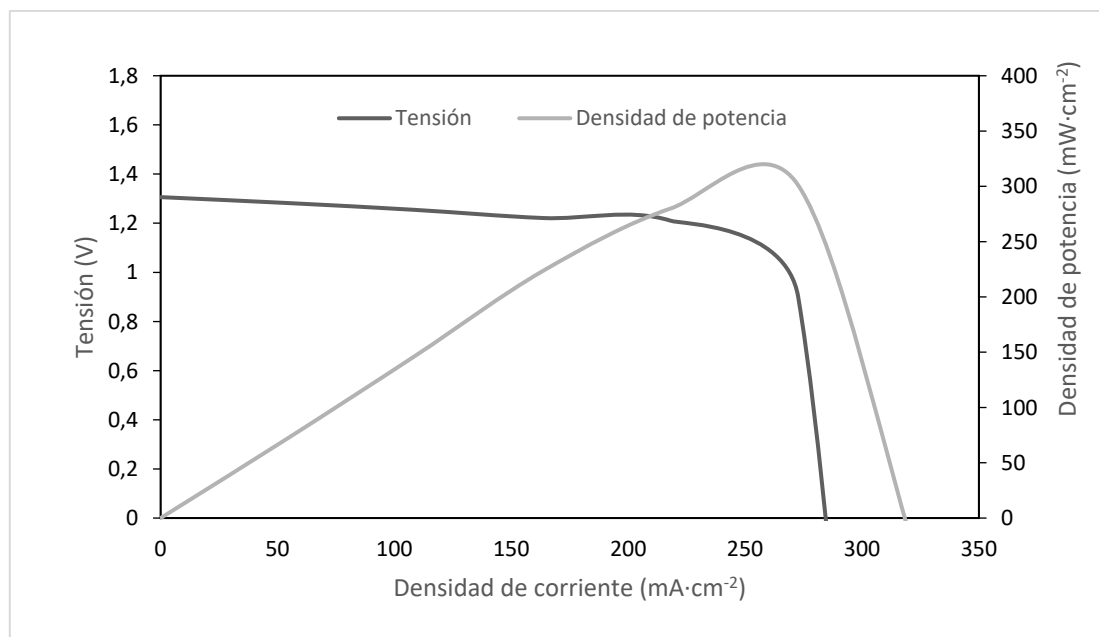


Figura 13. Curva de polarización de una celda (SoC=10%)

La máxima potencia que los inversores del sistema DC-Coupling pueden gestionar es de 45kW, a una tensión nominal de 48V esto es una corriente de 937,5A. Este valor se puede redondear a 1000A, de este modo, se añade un pequeño margen de seguridad. Al requerir una intensidad de corriente elevada se colocan varios stacks en paralelo para distribuir esta corriente. Se instalarán 4 stacks, es decir, 250A por stack. En un punto de funcionamiento de 270mA/cm² sería necesaria una superficie de 925.92 cm². Redondeando, cada celda tendrá una superficie de electrodo de **1000 cm²**.

5.5. Caudal de funcionamiento y bombas

El sistema funcionará con caudal constante. Este planteamiento permite diseñar todo el sistema hidráulico de la batería con mayor precisión que si se emplease un caudal variable. Además, evita el uso de sensores de presión o de caudal, lo cual reduce la complejidad y el coste del sistema.

El caudal se diseña para poder suplir la intensidad necesaria en el momento más desfavorable, de este modo, se garantiza el funcionamiento adecuado de la batería en todo momento. La intensidad en dicho punto se puede definir a partir de la ley de Faraday como se muestra en las ecuaciones (3) y (4) para los procesos de descarga y carga respectivamente.

$$Q_c = \frac{I_c}{F \cdot (1 - SoC_T) \cdot c_v} \quad (3)$$

$$Q_c = \frac{I_c}{F \cdot SoC_T \cdot c_v} \quad (4)$$

Donde $F = 96485.33 \text{ C} \cdot \text{mol}^{-1}$ es la constante de Faraday. Con una concentración de vanadio (c_v) de 1,6M y una intensidad de 250A en el caso más desfavorable ($SoC_T = 10\%$), se necesita un caudal mínimo (Q_c) de 0.72 L·min⁻¹. Aplicando un coeficiente de seguridad de 1.2 se obtiene un caudal de **0.864 L·min⁻¹**.

Para suministrar dicho caudal se instalan 2 bombas por stack, es decir, una por electrolito, haciendo así un total de **8 bombas**. Cada bomba deberá de impulsar el caudal de un stack, es decir, 35 veces el caudal de celda haciendo un total de 30.24 L·min⁻¹ (1814.4 L·h⁻¹).

La bomba debe de ser capaz de suministrar dicho caudal con una presión mínima de 40 kPa, que es la caída de presión en un stack de 35 celdas [4], puesto que el resto de pérdidas hidráulicas son despreciables en comparación con este valor. También, se busca minimizar la potencia que consume este equipo para aumentar el rendimiento de la batería.

Se escoge una bomba del fabricante **AGP Bombas** diseñada para el bombeo de productos químicos. El modelo **MD-20**, consume 150 W mientras impulsa un caudal de 1800 L·h⁻¹ a una altura de 7m (68.6 kPa). De este modo, se verifica que se cumplen las especificaciones requeridas de la bomba.

5.6. Volumen de electrolito y tanque

Para hallar el volumen de electrolito se aplica la Ley de Faraday de acuerdo con la ecuación (5) [22].

$$q = c_v \cdot V_t \cdot z \cdot F \quad (5)$$

Donde q , c , V_t , z y F son la carga del sistema, la concentración de las especies, la estequiometría y la constante de Faraday respectivamente. La concentración es de 1,6M y la estequiometría es unitaria.

La carga del sistema vendrá determinada por la capacidad de la batería. Para conocer la capacidad de la batería se recurre a los datos de consumo de la instalación. Como se ha especificado en el capítulo 3, la batería debe de tener una capacidad de 400 kWh.

De acuerdo con las especificaciones de la bomba, además se debe de almacenar energía suficiente para impulsar el electrolito. En el punto de funcionamiento, la bomba consume 150 W, de modo que las 8 bombas consumirán 1.2 kW. Para que la batería tenga una autonomía de 50 horas, además de los 400 kWh de energía destinada al consumo, debe de almacenar 60 kWh para la impulsión del electrolito.

La carga necesaria se puede calcular como el cociente entre la capacidad y la tensión nominal (48 V), resultando $3.45 \cdot 10^7$ A·s. La estequiometría es unitaria ($z = 1$), y la concentración es $c_v = 1.6$ M. De este modo, sustituyendo y despejando se obtiene que $V_t = 224$ L. Contando con la existencia de pérdidas por el cruce de especies a la membrana y con un margen de seguridad para no tener que operar a SoC demasiado bajos, se seleccionan **dos depósitos de 300 L**, para alimentar a todos los stacks.

Al tratarse de una disolución ácida (H_2SO_4 3 M), es necesario hallar el material adecuado tanto para el tanque como para las tuberías. Para el almacenamiento se utilizarán dos tanques tricapa de polietileno con un revestimiento de TEFLON® politetrafluoretileno [23]. Para el transporte se utilizará tubo TEFLON® politetrafluoretileno con un diámetro de 30mm. De este modo se asegura la resistencia del sistema hidráulico a los ataques químicos que pueda sufrir.

5.7. Resumen del sistema de almacenamiento

El sistema de almacenamiento se compone de 4 stacks conectados en paralelo. Cada stack esta alimentado por dos bombas MD-20, una para cada electrolito, impulsando un caudal de 1800 L·h⁻¹. Cuatro bombas extraen electrolito positivo de un tanque tricapa de polietileno con un revestimiento de TEFLON® politetrafluoretileno de 300 L, y otras 4 hacen lo propio para el electrolito negativo de otro tanque con las mismas características. La conexión hidráulica entre tanques, bombas y stacks se realiza mediante tubo de TEFLON® politetrafluoretileno con un diámetro de 30mm.

Cada stack se compone de 35 celdas conectadas en serie a través de placas bipolares. Al principio y al final de cada serie se sitúa una placa colectora de corriente para la conexión del stack al embarrado. Las celdas, se componen de dos placas bipolares, dos electrodos y una membrana, acoplados como se muestra en la Figura 14. La membrana seleccionada es la Nafion117® de Dupont® y los electrodos son de tela de carbono.

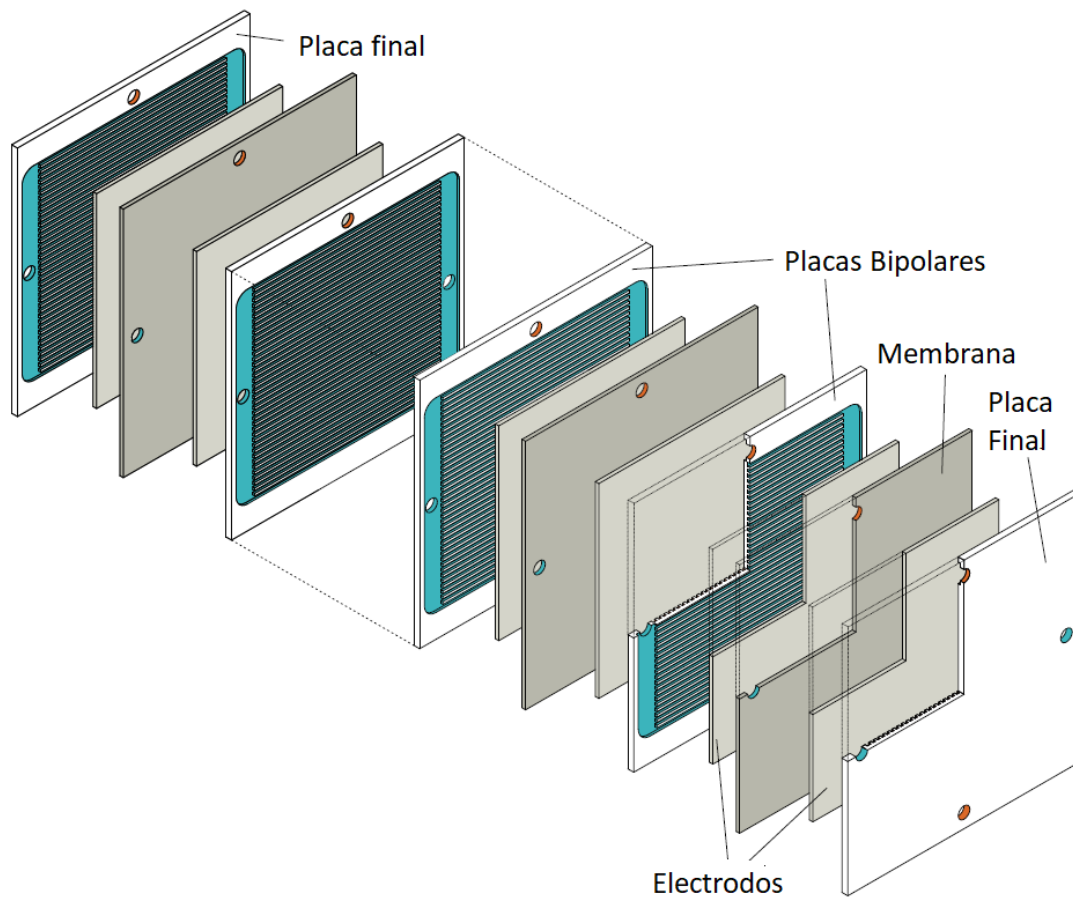


Figura 14. Esquema serie celdas, adaptada de [16]

CAPÍTULO 6. MODELADO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA

6.1. Objeto del modelo

Se requiere un modelo del sistema para poder verificar que el sistema diseñado cumple con las especificaciones de diseño.

El modelo simulará el comportamiento de una instalación fotovoltaica con un sistema de almacenamiento de energía mediante batería de flujo redox. Este comportamiento irá cambiando conforme lo hace la radiación solar (G) y la temperatura ambiente (T_a). La base de datos del Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [24] proporciona datos de ambos parámetros con un periodo de muestreo de 1hr durante 365 días. Por lo que se realizará una simulación con resolución temporal de 1 hora.

El modelo se ha utilizado para simular el funcionamiento de la instalación durante 1 año en periodos de 1 hora y, de esta forma, se ha validado la realización del diseño del sistema.

6.2 Flujo de datos del modelo

El modelo del sistema se compone de dos partes: el modelo del campo fotovoltaico y el modelo del sistema de almacenamiento. El modelo ha sido empleado para realizar una simulación en MATLAB® durante un año dividido en periodos de una hora.

El sistema fotovoltaico se ha modelado suponiendo un estado pseudo-estacionario, ya que, se ha considerado que los datos de irradiancia y temperatura en cada periodo de una hora se mantienen constantes. Por lo tanto, la potencia producida es constante también.

El sistema de almacenamiento se ha modelado bajo la hipótesis de que la única dinámica significativa es la de las reacciones en el interior de la celda. De este modo, la evolución de las concentraciones de las diferentes especies activas se ha modelado siguiendo una aproximación dinámica. En la simulación, este modelo dinámico se ha ido resolviendo minuto a minuto, considerando que los cambios producidos en las condiciones de operación en un minuto son despreciables.

En el modelado del campo fotovoltaico se ha determinado la influencia de los parámetros temperatura de célula fotovoltaica (T_C) e irradiancia (G). Se ha supuesto que, en todo momento, la temperatura de célula coincide con la temperatura ambiente. A partir de la curva de polarización de cada módulo se han realizado las siguientes suposiciones:

- La función MPPT de los controladores de carga tiene un funcionamiento ideal, por lo tanto, todas las series funcionan en su punto de máxima potencia.

- Todos los módulos se encuentran en las mismas condiciones de irradiancia y temperatura, por lo tanto, el punto de máxima potencia de las series coincide con el del módulo.
- La potencia de salida de los equipos de potencia es igual a la potencia de entrada por el rendimiento del sistema
- Todas las células de un módulo fotovoltaico se encuentran en las mismas condiciones de funcionamiento. De este modo, la curva de polarización del módulo será igual a la de sus células, simplemente cambiando su resistencia en serie, su resistencia en paralelo, su voltaje de circuito abierto y su corriente de corto circuito.

De acuerdo con las simplificaciones mencionadas, la potencia del sistema fotovoltaico ($P_{sistema}$) en un momento dado se ha determinado como se muestra en la Ecuación (6) a partir de la potencia del módulo en el punto de máxima potencia (MPP), el número de módulos ($n=162$) y el rendimiento del sistema ($\eta_{sistema}$).

$$P_{sistema} = P_{MPP} \cdot n \cdot \eta_{sistema} \quad (6)$$

El rendimiento del sistema se estima como el producto del rendimiento de todos sus componentes eléctricos, despreciando la caída de tensión a través de los conductores, ya que, estos han sido diseñados en el Capítulo 4 para minimizar dicho efecto (<1.5%). En la Tabla 8 se muestran los rendimientos de los diferentes componentes (proporcionados en las fichas técnicas de los mismos) a partir de los cuales se determina un rendimiento del sistema ($\eta_{sistema}$) de 91.25 %.

Tabla 8. Rendimiento de los componentes del sistema

Componente	Rendimiento
Inversor de red	98%
Inversor cargador	96%
Controlador de carga	99%

A partir de los datos de irradiancia y temperatura en intervalos de una hora, se determina la potencia generada por el sistema para cada hora durante un año. Integrando los valores de potencia se obtiene la energía producida. Esta energía se comparó con el perfil de consumo de la nave para determinar la energía excedente o faltante durante cada hora.

Por otro lado, para el sistema de almacenamiento, se ha supuesto que tanto el inversor-cargador como los controladores de carga son capaces de establecer el punto de funcionamiento de la batería de acuerdo con la potencia entrante (en caso de los controladores de carga) o saliente (en caso de los inversores-cargadores) del sistema.

El sistema de almacenamiento se modela mediante un modelo dinámico. Dicho sistema recibirá la diferencia entre producción energética y consumo (en intervalos de una hora) para determinar su modo de funcionamiento: carga o descarga. Si la producción es superior al consumo, el inversor-cargador utilizará el exceso de energía para cargar la batería siguiendo la estrategia de carga que se determine como más eficaz. En el caso contrario, la batería se

descargará. Entonces, se determinará el punto de funcionamiento y se simulará dicho proceso de descarga.

Para determinar su punto de funcionamiento se han realizado las siguientes simplificaciones:

- La temperatura es constante
- El caudal es igual para ambos electrolitos
- En las celdas y los tanques se produce mezcla perfecta
- Las reacciones parásitas se pueden despreciar
- Los volúmenes de ambos electrolitos son constantes
- Todas las celdas del stack se encuentran en las mismas condiciones de funcionamiento
- La concentración de protones en ambas partes es constante
- Las reacciones de autodescarga se producen de forma instantánea
- Ambos electrolitos tienen la misma densidad y viscosidad y estas son constantes
- El caudal de electrolito es suficiente para despreciar la diferencia de concentración entre el tanque y las celdas
- La sobretensión de activación se puede despreciar
- Las concentraciones de V^{3+} y V^{2+} en el catolito se pueden despreciar en todo momento
- Las concentraciones de VO_2^+ y VO^{2+} en el anolito se pueden despreciar en todo momento
- Las pérdidas en el circuito hidráulico se pueden despreciar, considerando únicamente la caída de presión en la celda.

Siguiendo estas suposiciones, se ha desarrollado una función que determina la curva de polarización de la celda en función de las concentraciones de las especies activas. Por otro lado, se ha desarrollado otra función que determina la evolución temporal de las concentraciones (durante el intervalo de una hora) de las diferentes especies en función de la intensidad de carga o descarga.

Con dichas funciones planteadas, el flujo de datos en el modelo es el siguiente:

1. Determinación de la corriente y tensión de funcionamiento del stack cada minuto a partir la potencia de carga o descarga y de la curva de polarización de la celda para las concentraciones de todas las especies.
2. Determinación de la evolución temporal de las concentraciones de todas las especies activas durante un minuto.

Este proceso se realiza 60 veces hasta llegar a completar el periodo de una hora. Tras la simulación, se conoce la concentración de todas las especies en cualquier hora en el periodo de un año. El resultado esquematizado del flujo de datos a través del modelo se muestra en la Figura 15.

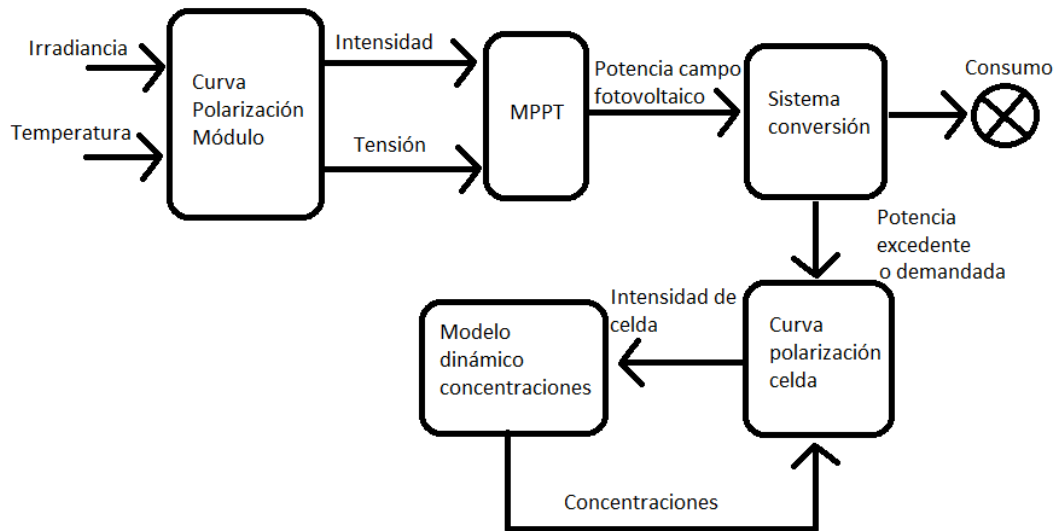


Figura 15. Flujo de datos en el modelo

6.3. Modelo del campo fotovoltaico

En la Figura 16 [25] se muestra el esquema eléctrico de una célula fotovoltaica.

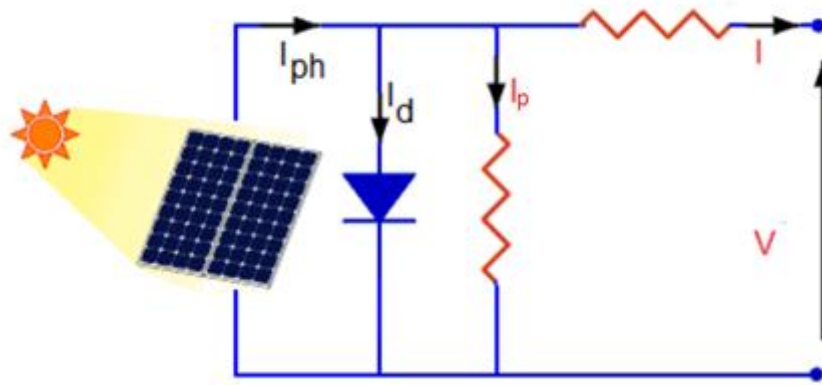


Figura 16. Circuito equivalente de una célula fotovoltaica, adaptada de [25]

Se puede expresar la corriente de salida (I) aplicando la ley de Kirchoff como se muestra en la Ecuación (7)

$$I = I_{pv} - I_d - I_p \quad (7)$$

Donde I_p y I_d expresan la corriente de la resistencia en paralelo y la corriente del diodo respectivamente. Estas son las desviaciones que sufre la corriente célula fotovoltaica (I_{pv}). La corriente del diodo, a su vez, dependerá de la corriente de saturación inversa I_0 [1]. La corriente de saturación inversa representa la intensidad de corriente que circula por el diodo cuando este se somete a polarización inversa. Su dependencia de la temperatura y de la intensidad y tensión se representa en la Ecuación (8)

$$I_d = I_0 \cdot e^{\frac{V+I \cdot R_S}{A \cdot N_S \cdot k \cdot T_C} - 1} \quad (8)$$

Donde,

V	Tensión	(V)
A	Factor de idealidad	1.2 [1]
N_S	Número de células en serie	72
k	Constante de Boltzmann	$1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J} \cdot \text{K}^{-1}$
T_C	Temperatura de la célula	(K)
q	Carga del electrón	$-1.6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$
R_S	Resistencia en serie	0.25Ω

El término $\frac{A \cdot N_S \cdot k \cdot T_C}{q}$ se define como factor de idealidad modificado "a" [26]. La resistencia en serie (R_S) se ha hallado mediante el ajuste del modelo a las curvas del fabricante obteniendo un valor de 0.25Ω .

La corriente de saturación inversa se define en la ecuación (9) [26]. Esta depende de las condiciones de temperatura en la célula (T_C), la temperatura de referencia ($T_{C,ref}$), la tensión de circuito abierto (V_{oc}), la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y la energía de banda prohibida del material empleado (ε_G).

$$I_0 = I_{sc} \cdot e^{\frac{-V_{oc}}{a}} \cdot \left(\frac{T_C}{T_{C,ref}} \right)^3 + e^{\frac{q \cdot \varepsilon_G}{A \cdot k} \cdot \left(\frac{1}{T_{C,ref}} - \frac{1}{T_C} \right)} \quad (9)$$

Donde,

V_{oc}	Tensión de circuito abierto	50.4 V
$T_{C,ref}$	Temperatura de referencia	298 K
I_{sc}	Corriente de corto circuito	10.6 A
ε_G	Energía de banda prohibida del Silicio	1.1 eV [1]

Por otro lado, la corriente que circula por la resistencia en paralelo se ha hallado aplicando la Ley de Ohm ($V=R \cdot I$). La diferencia de potencial a la salida del módulo es igual a la diferencia de potencial de la resistencia en paralelo ($R_P \cdot I_P$) menos la diferencia de potencial de la resistencia en serie ($R_S \cdot I$). Igualando y despejando se obtiene la Ecuación (10).

$$I_P = \frac{V + R_S \cdot I}{R_P} \quad (10)$$

El mismo proceso que se realizó con la resistencia en serie, se realiza con la resistencia en paralelo, obteniendo $R_P = 415 \Omega$.

Por último, la intensidad de corriente de la célula fotovoltaica dependerá de la irradiancia incidente (G). La razón entre la intensidad de la célula fotovoltaica y la irradiancia incidente es constante a una temperatura constante. Esta relación se puede determinar mediante la razón de la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y la irradiancia de referencia ($G_{ref} = \frac{1kW}{m^2}$), ambos valores

aportados por el fabricante del componente. El efecto de la temperatura se incluye mediante el coeficiente de temperatura (k_i) [26].

$$I_{pv} = \frac{G}{G_{ref}} \cdot (I_{sc} + k_i \cdot \Delta T) \quad (11)$$

El coeficiente de temperatura se ha ajustado a los datos del fabricante obteniendo un valor de $k_i = 0.03 \frac{A}{K}$.

6.4. Resultados del modelo del sistema fotovoltaico

A partir del modelo presentado, se obtiene la curva de polarización del módulo empleado y se contrasta con las curvas de polarización del fabricante y de otros modelos, para validar el modelo generado.

6.4.1. Curva de polarización del módulo en condiciones STC

La curva de polarización relaciona la intensidad y tensión de funcionamiento del módulo. El punto de máxima potencia en la curva de polarización en condiciones STC (Figura 17) coincide con el proporcionado por el fabricante (410 W).

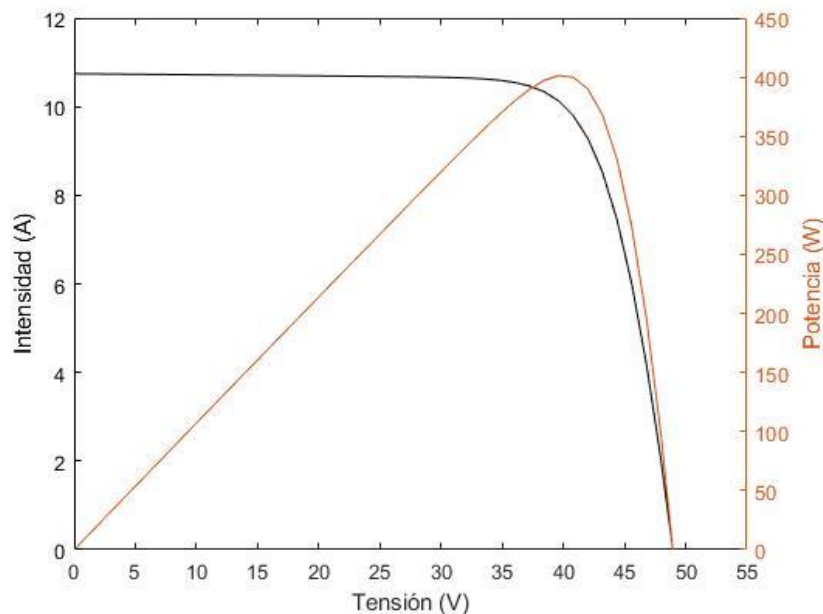


Figura 17. Curva de polarización módulo en condiciones estándar simulado con el modelo

6.4.2. Variación del MPP con la temperatura

Es importante confirmar que la relación establecida entre la potencia y la temperatura calculada en el modelo se ajusta a los datos proporcionados por el fabricante. En la Figura 18 se representa la razón (en porcentaje) de la potencia del módulo a cierta temperatura y la potencia en condiciones STC en función de la temperatura de funcionamiento.

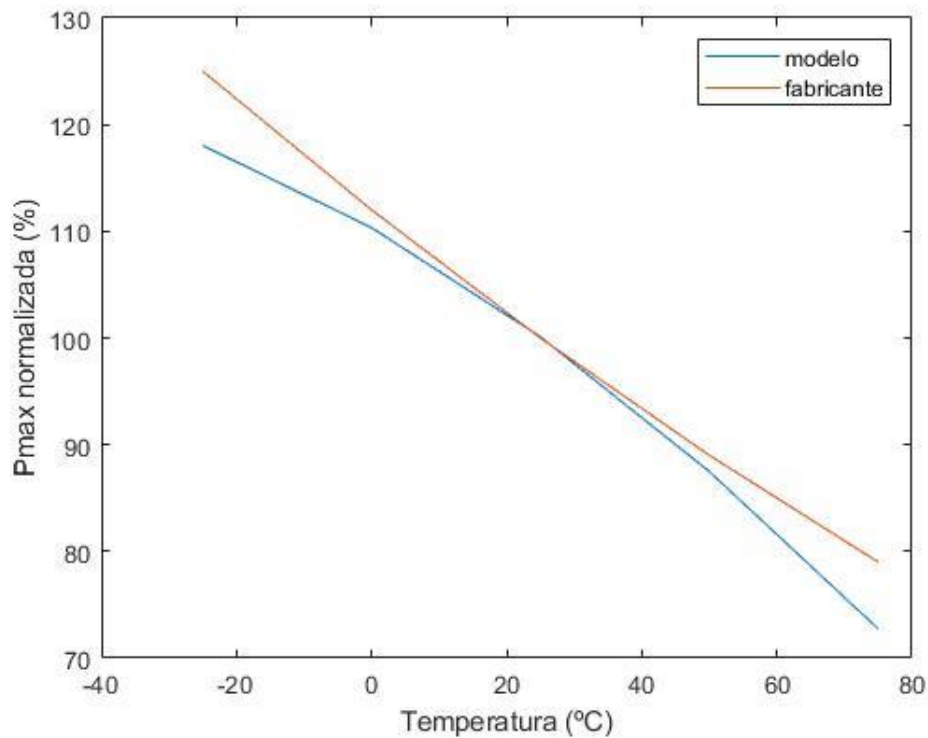


Figura 18. Variación del punto MPP en función de la temperatura

La potencia calculada por el modelo es en todo momento menor o igual que la establecida en la ficha técnica del componente. Esto se debe a que el fabricante establece una dependencia lineal de la potencia y temperatura, mientras que en el modelo, se incluyen términos de pérdidas cuya dependencia con la temperatura no es lineal, como por ejemplo, la corriente de diodo.

Al estar los valores obtenidos por el modelo por debajo de los proporcionados por el fabricante, los resultados de la simulación poseen cierto factor de seguridad, asegurando así que la instalación cumpla con la producción energética esperada.

De acuerdo con los datos meteorológicos de la localidad donde se realiza la instalación [19] la temperatura durante el año se encuentra entre 1.28°C y 41.84°C. De esta forma, la simulación del sistema tiene un margen de error de menos del 1.75% en el intervalo de temperatura de funcionamiento.

6.5. Modelo del sistema de almacenamiento

6.5.1. Curva de polarización de una celda

La curva de polarización relaciona los valores de potencial e intensidad (o densidad de intensidad) de funcionamiento de la celda. El potencial de la celda depende de las concentraciones de especies activas en su interior y de la intensidad del circuito al que se

conecta. Esta intensidad puede ser positiva (carga de la batería) o negativa (descarga de la batería). Además, se producen sobretensiones en el sistema que se deben de tener en consideración.

Las figuras 19 y 20 [3] muestran el circuito equivalente para los procesos de carga y descarga respectivamente para una celda electrolytica.

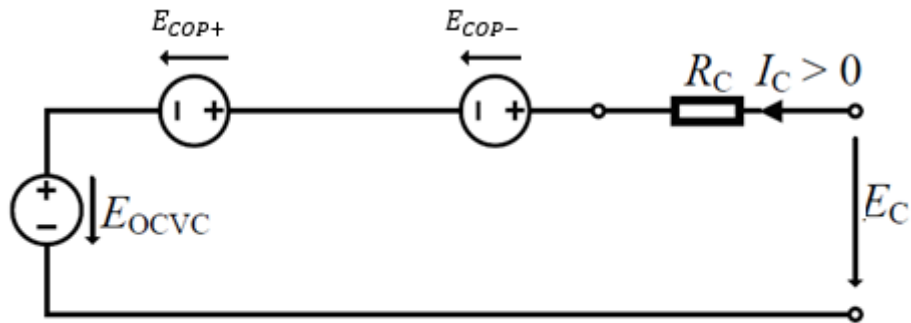


Figura 19. Circuito equivalente de celda en carga, adaptada de [3]

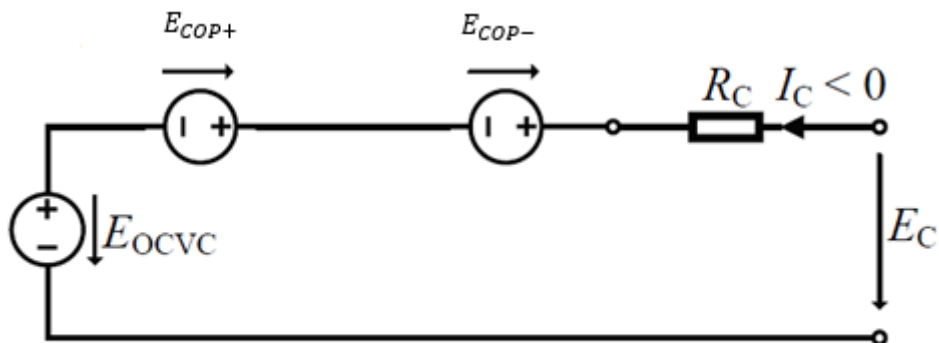


Figura 20. Circuito equivalente de celda en descarga, adaptada de [3]

A partir estas, se define la tensión total de la celda (E_C) en la Ecuación (12) como la suma de la tensión de circuito abierto (E_{OCVC}), las sobretensiones de concentración en la parte positiva y negativa de la celda (E_{COP+} y E_{COP-} respectivamente) y la sobre tensión óhmica ($I_C \cdot R_C$).

$$E_C = E_{OCVC} + E_{COP-} + E_{COP+} + I_C \cdot R_C \quad (12)$$

- Tensión de circuito abierto:

Se define como la tensión que produciría una celda sin estar conectada a ningún tipo de carga. Se puede hallar a través de la ecuación de Nernst [27] como se muestra en la ecuación (13).

$$E_{OCVC} = E^0 + \frac{G \cdot T}{F} + \ln \left(\frac{a(V^{2+}) \cdot a(VO_2^+) \cdot a^2(H^+)}{a(V^{3+}) \cdot a(VO^{2+}) \cdot a(H_2O)} \right) \quad (13)$$

Donde:

a	Actividad	-
E^0	Potencial estándar de celda	(V)
F	Constante de Faraday	96 485 A·s·mol ⁻¹
G	Constante ideal de los gases	8,31 J·mol ⁻¹ ·K ⁻¹
T	Temperatura	(K)

La actividad de las especies se puede considerar igual a su concentración, ya que dicha actividad se define como el producto de la concentración de la especie y su coeficiente de actividad, que, suponiendo disoluciones diluidas, se puede considerar unitario, resultando en la ecuación (14) [3].

$$E_{OCVC} = E^0 + \frac{G \cdot T}{F} + \ln \left(\frac{c_{2C-} \cdot c_{5C+} \cdot c_{HC+}^2}{c_{3C-} \cdot c_{4C+}} \right) \quad (14)$$

Donde:

c_{2C-}	Concentración de V^{2+} en la parte negativa de la celda
c_{5C+}	Concentración de VO_2^+ en la parte positiva de la celda
c_{HC+}	Concentración de H^+ en la parte positiva de la celda
c_{3C-}	Concentración de V^{3+} en la parte negativa de la celda
c_{4C+}	Concentración de VO^{2+} en la parte positiva de la celda

La ecuación (14) se puede simplificar incluyendo el concepto de potencial formal de la celda (\tilde{E}^0). El potencial formal de celda representa el potencial estándar de la celda y el efecto de los protones sobre la tensión de circuito abierto. Al considerar la concentración de protones constante, su efecto sobre el potencial de celda se puede considerar constante también, resultando así la ecuación (15). Se ha determinado que su valor es de 1,4V para H_2SO_4 3 M [2].

$$E_{OCVC} = \tilde{E}^0 + \frac{G \cdot T}{F} + \ln \left(\frac{c_{2C-} \cdot c_{5C+}}{c_{3C-} \cdot c_{4C+}} \right) \quad (15)$$

- Sobrepotencial óhmico:

Este representa la resistencia de la propia celda al paso de corriente, debido a la resistencia de los elementos que la integran y su desviación del comportamiento no ideal, se expresa en la ecuación (16).

$$E_{Ohm} = I_C \cdot R_C \quad (16)$$

La resistencia equivalente de la celda (R_C) se puede definir como la resistencia específica de la celda (ψ) dividida entre la superficie de electrodo ($A_E = 1000 \text{ cm}^2$) [3], tal y como se muestra en la ecuación (17).

$$R_C = \frac{\psi}{A_E} \quad (17)$$

Se considera que la resistencia específica de la celda es igual a la de la membrana, despreciando así el efecto del resto de elementos. De este modo, $\psi = 0.18 \Omega \cdot \text{cm}^2$ [4].

- Sobrepotencial de concentración:

Se debe a la diferencia de concentración de especies activas en la superficie del electrodo y el electrolito. Esta diferencia se produce al movimiento de reactivos y productos hacia y desde la superficie del electrodo. Este flujo está limitado por la difusión de iones a través del electrolito. Se puede describir por la ecuación (18).

$$E_{COP} = \frac{G \cdot T}{F} \cdot \ln \frac{c_C}{c_{DL}} \quad (18)$$

Donde c_C y c_{DL} representan las concentraciones de la especie en la celda y en la capa de difusión (del inglés diffusion layer) que envuelve la superficie del electrodo. A partir de la ley de Fick se puede determinar la velocidad de difusión y, por lo tanto, la densidad de corriente en la capa de difusión (i_{DL}). Para esto será necesario determinar el coeficiente de transferencia de materia (k_{MT}).

$$i_{DL} = F \cdot k_{MT} \cdot (c_C - c_{DL}) \quad (19)$$

$$k_{MT} = \frac{D_{EL}}{\delta_{DL}} \quad (20)$$

Donde D_{EL} es el coeficiente de difusión del ion a través del electrolito y δ_{DL} el espesor de la capa límite de difusión. Despejando el valor de c_{DL} y sustituyendo en la ecuación (18) se obtienen las expresiones (21-24) que determinan el sobrepotencial de concentración para las partes de la celda durante los procesos de carga y descarga. Para esto se ha supuesto que los iones V^{2+} y V^{3+} tienen los mismos coeficientes de difusión en el electrolito. La misma suposición se ha hecho para los iones VO^{2+} y VO_2^+ .

$$E_{COPcarga-} = -\frac{G \cdot T}{F} \cdot \ln \left(1 - \frac{|i_{DL}|}{F \cdot k_{MT-} \cdot c_{3C-}} \right) \quad (21)$$

$$E_{COPdescarga-} = -\frac{G \cdot T}{F} \cdot \ln \left(1 - \frac{|i_{DL}|}{F \cdot k_{MT-} \cdot c_{2C-}} \right) \quad (22)$$

$$E_{COPcarga+} = -\frac{G \cdot T}{F} \cdot \ln \left(1 - \frac{|i_{DL}|}{F \cdot k_{MT+} \cdot c_{4C+}} \right) \quad (23)$$

$$E_{COPdescarga+} = -\frac{G \cdot T}{F} \cdot \ln \left(1 - \frac{|i_{DL}|}{F \cdot k_{MT+} \cdot c_{5C+}} \right) \quad (24)$$

Este sistema solo es válido mientras $\frac{|i_{DL}|}{F \cdot k_{MT+} \cdot c_i} < 1$ [3].

La densidad de corriente se determina a partir de la corriente de la celda (I_C) y el área de electrodo (A_E) mediante el factor K, para el cual se establece un valor de 2.38 [3]

$$i_{DL} = \frac{|I_C|}{K \cdot A_E} \quad (25)$$

Los coeficientes de transferencia de materia se determinan mediante las correlaciones empíricas establecidas en las ecuaciones (26) y (27) a partir del caudal que circula por la celda Q_C [3].

$$k_{MT-} = 1,608 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{Q_C}{CSA_E} \right)^{0,4} \quad (26)$$

$$k_{MT+} = 2,613 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{Q_C}{CSA_E} \right)^{0,4} \quad (27)$$

Para calcular la sección transversal del electrodo (Cross Sectional Area, CSA_E) se emplea correlación expresada en la ecuación (28) [3], en función de su espesor (δ_E) y su superficie (A_E).

$$CSA_E = \delta_E \sqrt{1,5 \cdot A_E} \quad (28)$$

6.5.2. Balance de materia y SoC

La evolución del estado de carga (del inglés, State of Charge, SoC) de la batería depende de la evolución de las concentraciones de las diferentes especies. Para simplificar los cálculos se toma la suposición de que en el electrolito negativo las concentraciones de las especies VO_2^+ y VO^{2+} son nulas siempre. Lo mismo pasa en el electrolito positivo con las especies V^{2+} y V^{3+} . Siguiendo esta suposición, el SoC de las partes negativa y positiva se puede definir de acuerdo con las ecuaciones (29) y (30) respectivamente [3].

$$SoC_- = \frac{c_{2-}}{c_{2-} + c_{3-}} \quad (29)$$

$$SoC_+ = \frac{c_{5+}}{c_{4+} + c_{5+}} \quad (30)$$

Despreciando las pérdidas de electrolito durante la vida de la batería, en cada lado la suma de las concentraciones de las especies en cualquier momento será igual a la concentración inicial (c_0).

$$c_{0-} = c_{2-} + c_{3-} = 1,6M = c_0 \quad (31)$$

$$c_{0+} = c_{4+} + c_{5+} = 1,6M = c_0 \quad (32)$$

De este modo, se realiza un balance de materia molar en el interior de la batería, como se muestra en la ecuación (33). En este, se establece que la evolución temporal de una especie en el volumen del tanque (V_t) viene determinada por su generación, dependiente de la intensidad de funcionamiento del stack (I_C) y de las pérdidas del sistema por cruce de especies a través de la membrana (J_{icross}) en la cantidad total de celdas (N_C).

$$V_t \cdot \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} c_{2-} \\ c_{3-} \\ c_{4+} \\ c_{5+} \end{pmatrix} = \frac{1}{F} \cdot \begin{pmatrix} I_C \\ -I_C \\ -I_C \\ I_C \end{pmatrix} + N_C \cdot \begin{pmatrix} J_{2cross-} \\ J_{3cross-} \\ J_{4cross+} \\ J_{5cross+} \end{pmatrix} \quad (33)$$

Cuando una especie cruza la membrana que separa ambos compartimentos de la celda, se producen reacciones que se consideran instantáneas y suponen una pérdida de energética, ya que disminuyen el SoC de la batería sin producir corriente eléctrica. Estas reacciones se conocen como reacciones de autodescarga.

El flujo de especies a través de la membrana J_{iC} se puede definir a través de su permeabilidad a través de la membrana (K_i), su área ($A_{Mem} = 0.1 \text{ m}^2$), su espesor ($\delta_{Mem} = 1.83 \cdot 10^{-4} \text{ m}$) y la concentración de dicha especie en la superficie de esta ($c_{i,0}$). Suponiendo que la membrana no posee selectividad para ninguna especie, la concentración de una especie en la superficie de la membrana se puede definir como el producto de la concentración de la especie en la celda (c_{ic}) y la porosidad de la membrana ($p_{Mem} = 0.93$ [4]).

$$J_{iC} = -K_i \cdot A_{Mem} \cdot \frac{dc_i}{dx} = A_{Mem} \cdot \frac{K_i \cdot c_{i,0}}{\delta_{Mem}} = A_{Mem} \cdot \frac{K_i \cdot c_{ic} \cdot p_{Mem}}{\delta_{Mem}} \quad (34)$$

La permeabilidad de cada especie a través de la membrana es [4]:

K_{2Mem}	Permeabilidad ion V^{2+} a través de la membrana	$3.39 \cdot 10^{-12}$	$\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$
K_{3Mem}	Permeabilidad ion V^{3+} a través de la membrana	$1.87 \cdot 10^{-10}$	$\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$
K_{4Mem}	Permeabilidad ion VO^{2+} a través de la membrana	$2.84 \cdot 10^{-10}$	$\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$
K_{5Mem}	Permeabilidad ion VO_2^+ a través de la membrana	$2.32 \cdot 10^{-10}$	$\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$

- Flujo de especies a través de la membrana en el lado positivo:

El modelo que expresa las reacciones de autodescarga en la parte negativa de la celda se representa en la Figura 21 [3]. En esta, la línea discontinua representa la membrana y la línea continua el electrolito negativo.

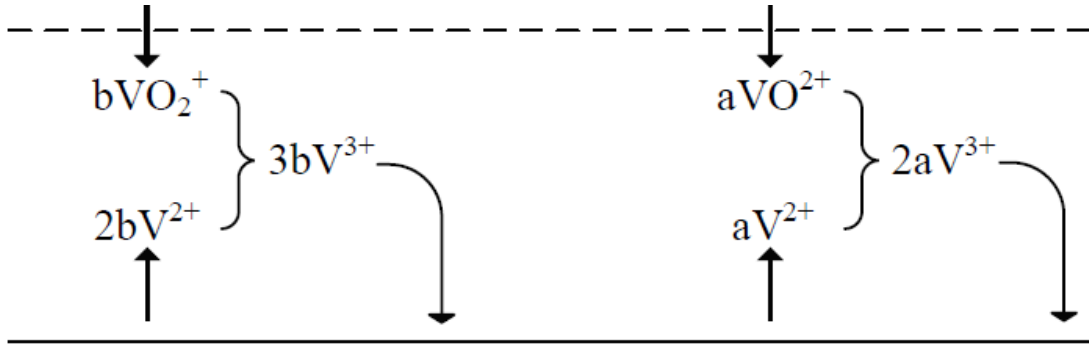


Figura 21. Reacciones de autodescarga en la parte negativa de la celda

El flujo de iones de V^{2+} será el resultado de la suma del flujo de iones que cruzan la membrana (J_{2C-}) y el flujo de iones que desaparecen en las reacciones de autodescarga ($-2 \cdot J_{5C-}$). Para el ión V^{3+} , de forma análoga será $J_{3C-} + 2 \cdot J_{4C-} + 3 \cdot J_{5C-}$.

- Flujo de especies a través de la membrana en el lado negativo:

En la parte positiva, las reacciones de autodescarga se describen en el modelo de la Figura 22 [3]. En esta la línea discontinua representa la membrana y la línea continua el electrolito negativo.

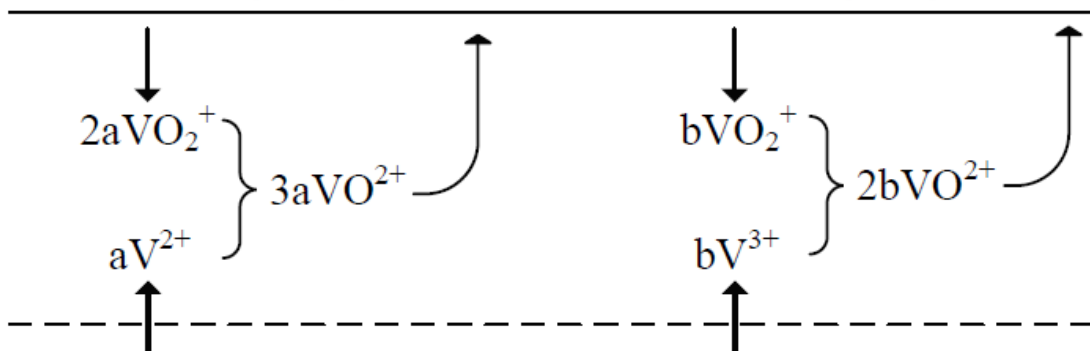


Figura 22. Reacciones de autodescarga en la parte positiva de la celda

Realizando el mismo balance para el lado negativo, se obtiene la ecuación (35) donde se representan las pérdidas en la batería debido a este fenómeno.

$$\frac{A_{Mem}}{\delta_{Mem}} \cdot \begin{pmatrix} J_{2cross-} \\ J_{3cross-} \\ J_{4cross+} \\ J_{5cross+} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} K_{2Mem} \cdot (c_{2C+} - c_{2C-}) - K_{4Mem} \cdot (c_{4C+} - c_{4C-}) - 2 \cdot K_{5Mem} \cdot (c_{5C+} - c_{5C-}) \\ K_{3Mem} \cdot (c_{3C+} - c_{3C-}) + 2 \cdot K_{4Mem} \cdot (c_{4C+} - c_{4C-}) + 3 \cdot K_{5Mem} \cdot (c_{5C+} - c_{5C-}) \\ 3 \cdot K_{2Mem} \cdot (c_{2C-} - c_{2C+}) + 2 \cdot K_{3Mem} \cdot (c_{3C-} - c_{3C+}) + K_{4Mem} \cdot (c_{4C-} - c_{4C+}) \\ -2 \cdot K_{2Mem} \cdot (c_{2-} - c_{2C+}) - K_{3Mem} \cdot (c_{3C-} - c_{3C+}) + K_{5Mem} \cdot (c_{5C-} - c_{5C+}) \end{pmatrix} \quad (35)$$

6.6. Resultados del modelo del sistema de almacenamiento

Para comprobar los resultados del modelo, se observa el efecto del SoC de la batería sobre las curvas de polarización y potencia de una celda del stack como se muestra en las figuras 23 y 24 respectivamente para el proceso de descarga.

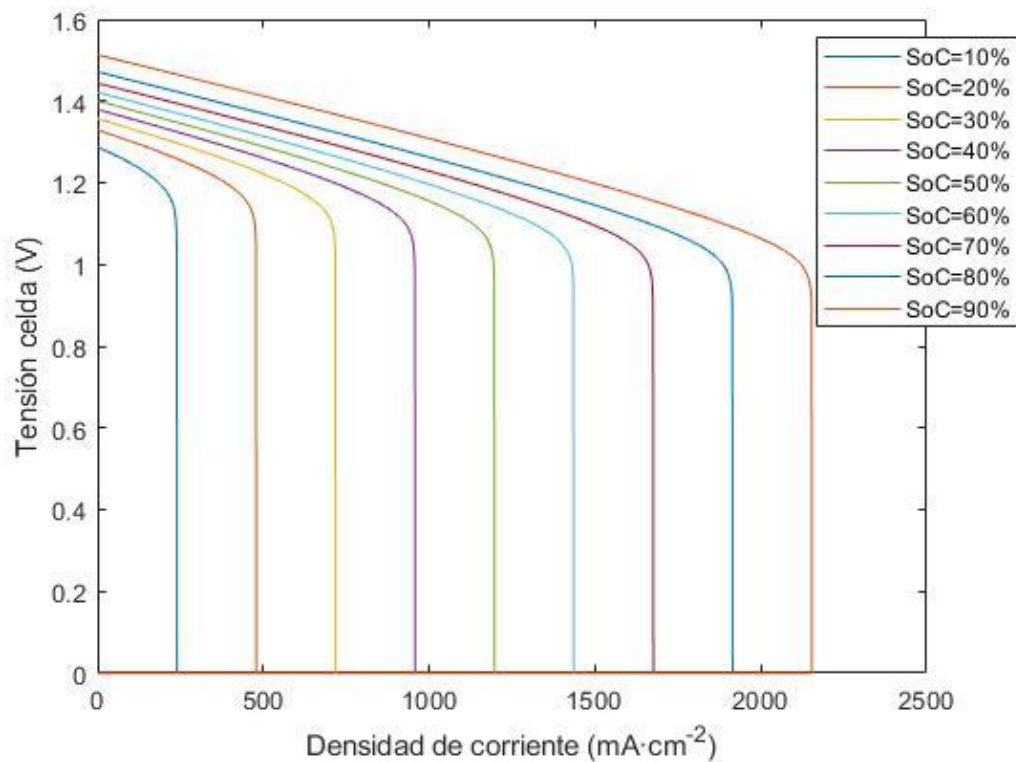


Figura 23. Efecto del SoC sobre la tensión de celda, simulado con el modelo

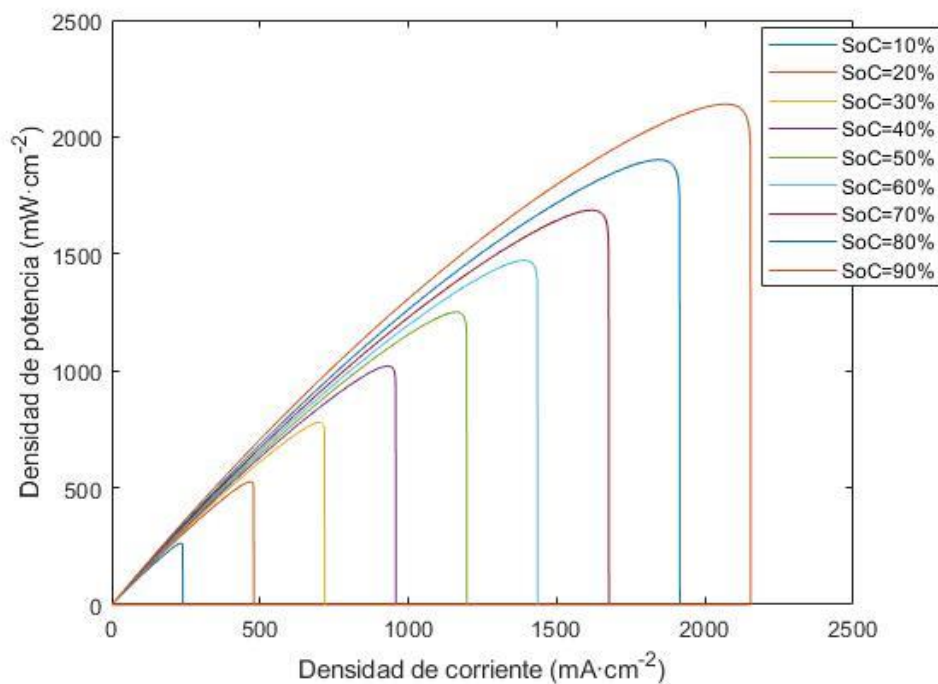


Figura 24. Efecto del SoC sobre la potencia de celda, simulado con el modelo

Como se observa, el efecto es el esperado. La celda permite el funcionamiento a mayores densidades de corriente cuanto mayor es su SoC, aumentando su tensión de funcionamiento y por lo tanto, la potencia producida.

A partir de la Figura 25 se concluye que el funcionamiento de la batería en descarga es compatible con el funcionamiento del inversor-cargador, ya que, el rango de tensiones de funcionamiento de la batería se encuentra dentro de su tolerancia (38-66V) para la densidad de corriente en el punto de potencia nominal, como se explica en el capítulo 5.

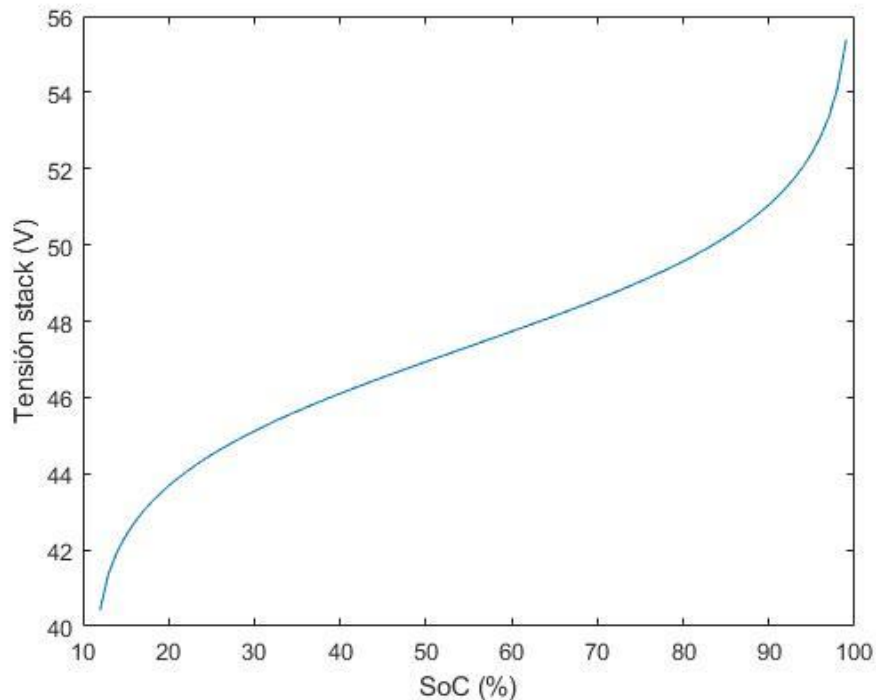


Figura 25. Tensión de descarga de stack en función del SoC, simulada con el modelo

6.7. Resultados de la simulación

Para realizar la validación de la instalación se debe comprobar que la energía suministrada por el sistema es siempre superior a la energía consumida por la instalación.

6.7.1. Producción campo fotovoltaico

La producción energética del campo fotovoltaico se ha analizado mensualmente. De este modo, se garantiza que la energía que se ha producido durante cada mes sea superior a la energía consumida, como se muestra en la Figura 26. Se observa que en enero la producción es menor que el consumo, esto se debe a que, en el año simulado, este mes tuvo una irradiancia menor a las especificaciones de diseño (0.64 HSP menos por día). Sin embargo, con el dimensionamiento del sistema de almacenamiento, esto no supone un problema. En cualquier caso, si fuese necesario, se podría utilizar el grupo electrógeno en caso de darse una insuficiencia. También, se recomienda al usuario el consumo de energía durante las horas de radiación alta, sobre todo durante este mes. De este modo, la utilización de energía directamente (sin ser almacenada) aumenta el rendimiento del sistema.

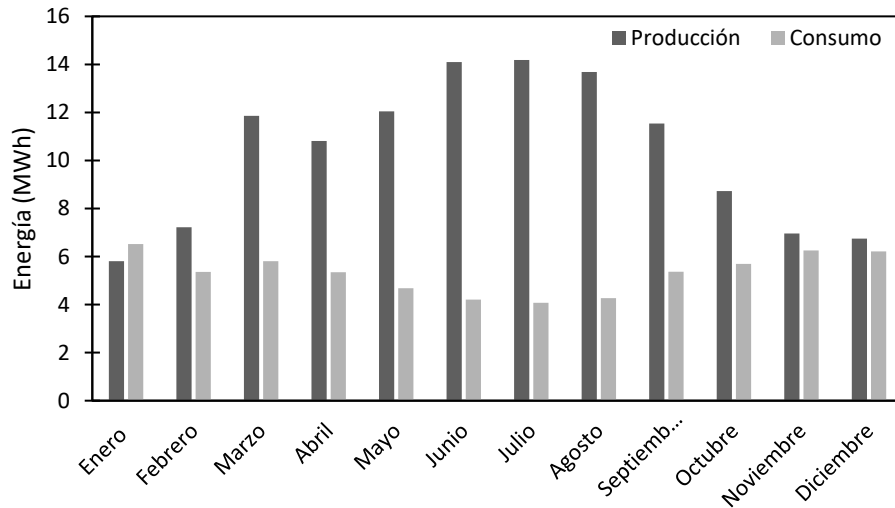


Figura 26. Consumo y producción energética mensual, simulados con el modelo

6.7.2. Funcionamiento de la batería

El algoritmo de simulación se ha programado para que emita un aviso cuando el SoC de alguno de los electrolitos baje del 5%. Durante la simulación de un año, este aviso no se ha activado, por lo tanto, se puede afirmar que su dimensionamiento ha sido adecuado y que se cumplen las especificaciones de diseño. En las Figura 27 y Figura 28, se muestran los SoC máximo y mínimo para los electrolitos positivo y negativo respectivamente, por cada mes.

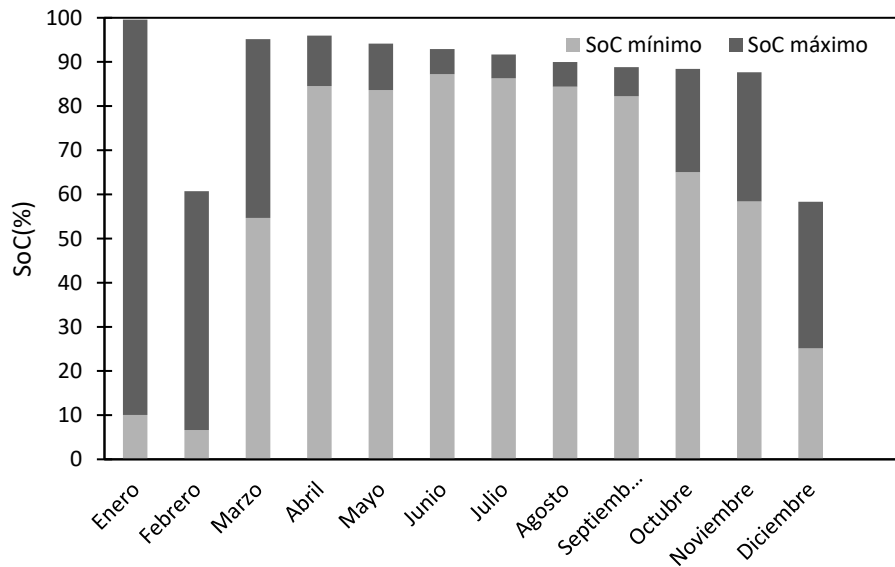


Figura 27. SoC máximo y mínimo catolito, simulado con el modelo

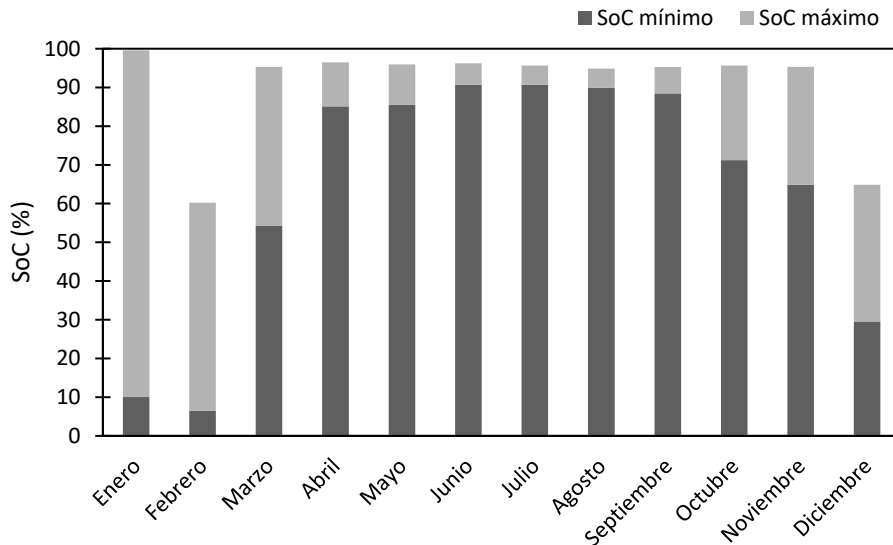


Figura 28. SoC máximo y mínimo anodito, simulado con el modelo

Como era de esperar, la batería opera a SoC pequeños durante los meses de enero y febrero, debido a la escasa radiación solar. El resto del año, su SoC mínimo presenta valores elevados.

Tras la realización de la simulación del modelo presentado en MATLAB®, con el perfil de consumo del usuario y los datos de irradiancia y temperatura en la instalación [24], se ha determinado que el dimensionamiento de los diferentes componentes de la instalación cumple con las especificaciones de diseño.

6.7.3. Regeneración de electrolito

Como se ha explicado, durante el funcionamiento de la batería una pequeña cantidad de especies cruza la membrana. Este fenómeno no es igual para los compartimentos positivo y negativo, por lo tanto, los electrolitos presentan asimetría en sus SoC. Además, este fenómeno disminuye el SoC máximo que puede alcanzar la batería, produciendo una pérdida de capacidad por autodescarga. Esta asimetría, como se observa en la Figura 29, va aumentando a lo largo de su vida, a pesar de verse atenuada en los meses con menores SoC. Sin embargo, se aprecia una disminución en el mes de diciembre. Esto se debe a que, durante este mes, como se aprecia en las figuras 27 y 28, el SoC no supera el 70% en ninguno de los compartimentos. De este modo, la diferencia de carga entre ambos no se hace tan visible como en ocasiones en las que se opera a SoC superiores.

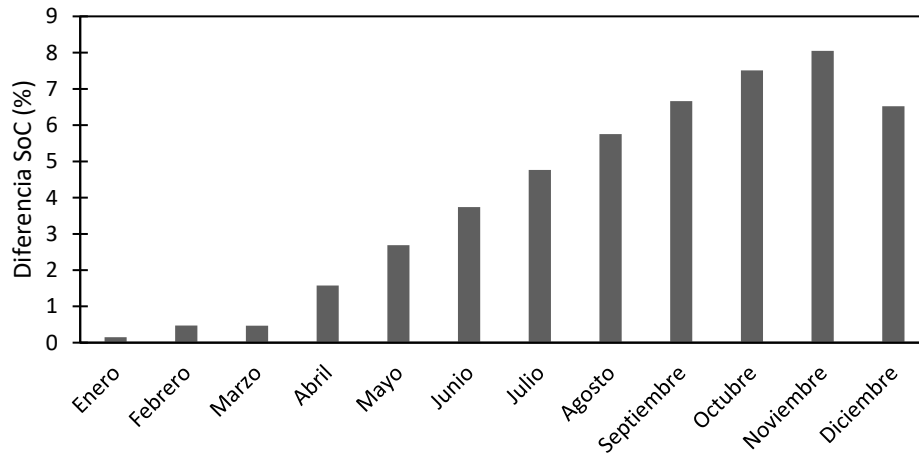


Figura 29. Diferencia porcentual máxima del SoC entre electrolitos, simulado con el modelo

En la Figura 30 se representa la evolución del SoC en ambos compartimentos durante las 8784 horas de simulación (1 año). Se puede observar cómo efectivamente, la diferencia entre ambos va aumentando paulatinamente, siendo mayor a SoC mayores y restringiendo el SoC máximo, sobre todo en el catolito.

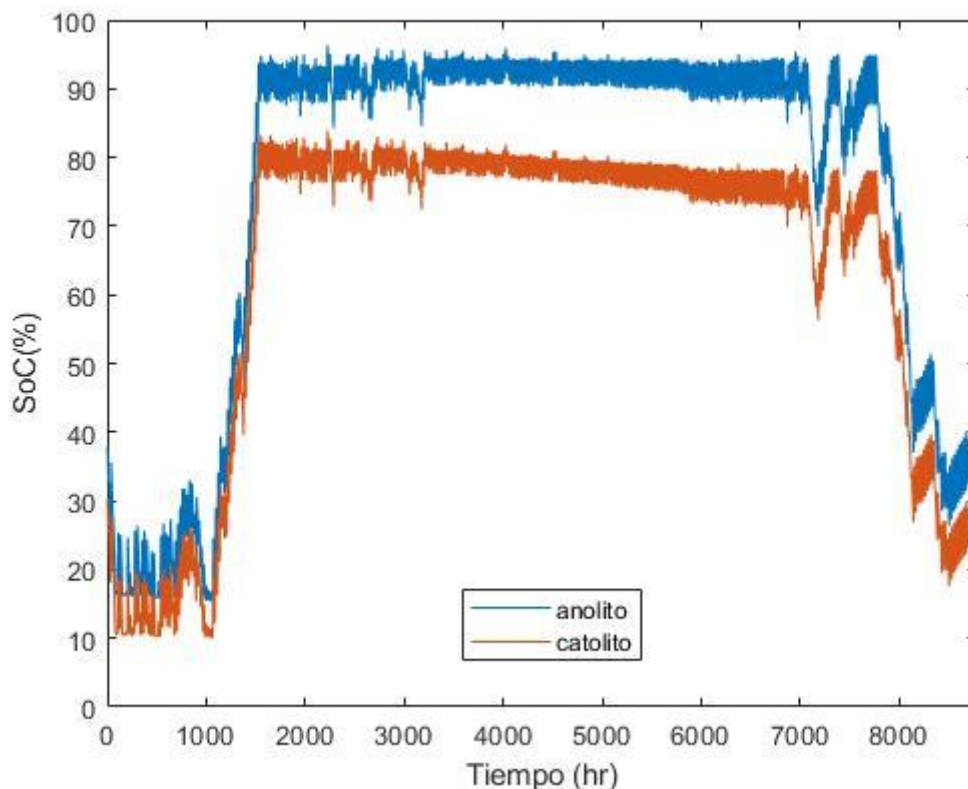


Figura 30. Evolución temporal del SoC de los electrolitos, simulado con el modelo

Para maximizar el rendimiento de la batería y contrarrestar las condiciones desfavorables que se puedan producir, se realiza una regeneración del electrolito anualmente. Esta regeneración consistirá en igualar las concentraciones totales en ambos compartimentos del electrolito y

cargar la batería al 100%. De esta forma, se asegura el funcionamiento de la instalación durante imprevistos meteorológicos como el que se ha producido en el caso de simulación.

Tras realizar la simulación, se sitúan las concentraciones totales de vanadio en el electrolito negativo y positivo en 1553.22 y 1646.78 mol·m⁻³. Esto significa que se pierden aproximadamente unos 50 mol·m³, es decir 1.53 kg de Vanadio. En cuanto a la carga, se ha determinado que 24 horas de funcionamiento del grupo del electrógeno son suficientes para la puesta en marcha de la batería tras la regeneración de electrolito.

CAPÍTULO 7. INVERSIÓN Y ESTUDIO DE VIABILIDAD

7.1. Gastos y ahorro

Tras la realización de la instalación, el usuario deja de pagar facturas a su suministrador actual de energía eléctrica. De acuerdo con los gastos del año 2019 (Tabla 9), esto supone un ahorro anual de 14 926.44 €.

Tabla 9. Importe factura electricidad 2019

Mes	Importe
Enero	1.431,89 €
Febrero	1.216,97 €
Marzo	1.332,17 €
Abril	1.240,49 €
Mayo	1.158,19 €
Junio	1.074,78 €
Julio	1.062,89 €
Agosto	1.087,79 €
Septiembre	1.237,27 €
Octubre	1.296,50 €
Noviembre	1.387,75 €
Diciembre	1.399,75 €
IMPORTE TOTAL	14.926,44 €

En contrapartida, anualmente debe de realizar una regeneración de los electrolitos. El coste de esta regeneración se calcula mediante el precio del electrolito a comprar y la energía necesaria para regenerar las especies perdidas.

Para el vanadio se estima un precio de 65 €/kg y la cantidad a regenerar cada año es de 1.53 kg de Vanadio, como se ha determinado en el capítulo anterior.

El funcionamiento del grupo electrógeno para el proceso de carga es de 24 horas en su máxima potencia. Según las especificaciones del fabricante, el grupo seleccionado consume 7.2 L/h de Diesel. Por lo tanto, serán necesarios 172.8 L de Diesel para la puesta a punto. Esto se traduce en un gasto anual de 298.17 € en mantenimiento (Tabla 10).

Tabla 10. Coste regeneración del electrolito

Regeneración del electrolito				
Regeneración de las especies activas y carga de la batería				298,17 €
Concepto	Cantidad		Precio unitario	Importe
Vanadio	1,53	kg	65,00 €	99,45 €
Combustible	172,8	L	1,15 €	198,72 €

7.2. Inversión

Como se puede observar en el presupuesto base de licitación en la Tabla 25 del documento 2 adjunto, la inversión inicial es de **DOSCIENTOS CINCUENTA Y OCHO MIL TRESCIENTOS VEINTICINCO EUROS Y OCHENTA Y SEIS CÉNTIMOS**

7.3. Viabilidad de la inversión

Para estudiar la viabilidad de la inversión se han estudiado tres parámetros: el Valor Neto actualizado (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de retorno de la inversión o payback.

- VAN: este parámetro calcula el valor que tendrá la inversión en un periodo definido ($t = n$) de tiempo tras aplicarle una tasa de descuento (i). Para la inversión sea rentable debe de ser positivo. Este depende de los flujos de caja (FC_t) de todos los años, la tasa de descuento y la inversión inicial (I_0).

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (36)$$

- TIR: este parámetro determina el valor que debe de tener la tasa de descuento para que el VAN de la inversión sea cero en el periodo de tiempo analizado. Para que la inversión sea rentable, este parámetro debe de ser mayor que la tasa de descuento.
- Payback: es el periodo de tiempo a partir del cual se recupera la inversión inicial.

Se estima la vida útil de la instalación es 25 años [28]. Para este se ha calculado el VAN y el TIR, cuyos valores se muestran en la Tabla 11. La tasa de descuento empleada es del 2%, según lo observado en proyectos similares [29].

En primer lugar, el VAN es positivo, lo cual indica que la inversión resulta viable y supondría un beneficio de 27 268.53 € en 25 años. El TIR es del 3%, confirmando la viabilidad de la inversión, ya que su valor es superior a la tasa de descuento (2%).

El valor real de esta inversión podría considerarse superior al calculado con un horizonte de 25 años. Esto se debe a que, a pesar de que se estima la vida útil del sistema fotovoltaico en 25 años, la vida útil del sistema de almacenamiento es superior y este supone más del 50% de la inversión. Con lo cual, una vez concluido este periodo se podría utilizar la batería en otro sistema energético para conseguir beneficio de su uso. Sin embargo, el cálculo de dicho supuesto no compete al presente trabajo.

Tabla 11. VAN y TIR de la inversión

VAN	TIR
27.268,53 €	3%

Posteriormente se ha calculado el periodo de retorno. Para ello es necesario conocer el flujo de caja actualiza como se muestra en la Tabla 12. El periodo de retorno será el año en que la suma de los flujos de caja actualizados supera el valor de la inversión inicial. El flujo de caja de la instalación será el ahorro en consumo energético producido menos el gasto en la renovación de electrolito, obteniéndose un periodo de retorno de 23 años.

Tabla 12. Periodo de retorno de la inversión

Año	Ahorro	Gastos	Flujo de caja	Flujo de caja actualizado	Acumulado
0	0 €	258.325,86 €	- 258.325,86 €	-258.325,86 €	-258.325,86 €
1	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	14.341,44 €	-243.984,42 €
2	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	14.060,24 €	-229.924,18 €
3	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	13.784,55 €	-216.139,64 €
4	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	13.514,26 €	-202.625,38 €
5	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	13.249,27 €	-189.376,10 €
6	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	12.989,49 €	-176.386,62 €
7	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	12.734,79 €	-163.651,83 €
8	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	12.485,09 €	-151.166,74 €
9	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	12.240,28 €	-138.926,46 €
10	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	12.000,28 €	-126.926,18 €
11	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	11.764,98 €	-115.161,21 €
12	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	11.534,29 €	-103.626,92 €
13	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	11.308,13 €	-92.318,79 €
14	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	11.086,40 €	-81.232,39 €
15	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	10.869,02 €	-70.363,37 €
16	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	10.655,90 €	-59.707,46 €
17	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	10.446,96 €	-49.260,50 €
18	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	10.242,12 €	-39.018,38 €
19	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	10.041,29 €	-28.977,09 €
20	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	9.844,41 €	-19.132,68 €
21	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	9.651,38 €	-9.481,30 €
22	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	9.462,14 €	-19,17 €
23	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	9.276,60 €	9.257,44 €
24	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	9.094,71 €	18.352,15 €
25	14.926,44 €	298,17 €	14.628,27 €	8.916,38 €	27.268,53 €

CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES

Durante la realización del proyecto se ha llegado a las conclusiones que se presentan a continuación:

En primer lugar, la energía fotovoltaica es una alternativa competente a las fuentes de energía no renovables utilizadas convencionalmente. Se puede considerar competente ya que tanto su rendimiento energético como su viabilidad económica están cuestionando el uso de otros tipos de energía no renovables.

En segundo lugar, las instalaciones aisladas de la red y los autoconsumos de energía son un paso hacia un sistema energético descentralizado. En dicho sistema, las grandes centrales de producción que utilizan fuentes de energía no renovable tendrán menos cabida, dando más protagonismo a las pequeñas producciones de energías renovables. Este cambio supone una ventaja tanto para el usuario como para el sistema de distribución, el cual se vería sometido a una carga mucho menor, y, por lo tanto, sería más prescindible invertir en su seguridad y eficiencia.

En tercer lugar, las baterías de flujo redox son dispositivos de almacenamiento de energía con una gran versatilidad. Esto se debe a su estructura modular que permite un gran margen en sus parámetros de diseño. A pesar de suponer una inversión económica elevada, son dispositivos que tienen una larga vida útil. Como se ha reflejado en el presente trabajo, su rendimiento puede ser el adecuado para instalaciones de gran tamaño, cuyo almacenamiento requeriría un sistema más complejo y costoso si se utilizase otro tipo de tecnología.

En cuarto lugar, al ser una tecnología menos investigada en comparación a las más comunes, las baterías de flujo redox presentan como reto la disminución de pérdidas por cruce de especies activas a través de la membrana. Para reducir el efecto de este fenómeno en su rendimiento se puede identificar como posible mejora la tecnología de separación entre compartimentos, en este caso, la membrana de intercambio iónico.

Por último, el modelado y simulación de sistemas es una herramienta muy útil para la validación de cualquier diseño. Mediante su uso, se pueden detectar errores en el dimensionamiento de los diferentes equipos y se puede asegurar en cierto modo su funcionamiento adecuado.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] B. Habbati, Y. Ramdani y F. Moulay, «A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB,» *RIAG Journal of Astronomy and Geophysics*, 2014.
- [2] N. Hudak, «Practical thermodynamic quantities for aqueous vanadium- and iron-based flow batteries,» *J. Power Sources*, 2014.
- [3] S. König, *Model-based Design and Optimization of Vanadium Redox Flow Batteries*, 2017.
- [4] J. L. Barton y F. R. Brushett, «A One-Dimensional Stack Model for Redox Flow,» *MDPI*, 2019.
- [5] J. Oviedo-Salazar, M. Badii, A. Guillen y O. Serrato, «Historia y Uso de Energías Renovables,» *Daena Int. J. Good Conscience*, 2015.
- [6] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «Balance del consumo de energía final,» 2020.
- [7] Instituto Nacional de Estadística (INE), «España en cifras,» 2019.
- [8] Red Eléctrica de España, «Las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español,» 2017.
- [9] H. M., «La estructura cristalina de los metales,» 2000.
- [10] P. G. V. Sampaio y M. O. A. González, «Photovoltaic solar energy: Conceptual framework,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 590-601, 2017.
- [11] D. Pilco y J. Jaramillo, «Sistemas fotovoltaicos para iluminación: paneles fotovoltaicos,» *Universidad Técnica Particular de Loja*, 2008.
- [12] J. Li y M. A. Danzer, «Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems,» *Journal of Power Sources* 258, pp. 365-373, 2014.
- [13] O. M. Toledo, D. Oliveira Filho y A. S. A. C. Diniz, «Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review,» vol. 14, nº 1, 2010.

- [14] J. A. Guacaneme, D. Velasco y C. L. Trujillo, «Revisión de las Características de Sistemas de Almacenamiento de Energía para Aplicaciones en Micro Redes,» *Universidad Distrital Francisco José de Caldas*, 2013.
- [15] G. L. Soloveichik, «Metal-free energy storage,» *Nature*, vol. 505, pp. 163-164, 2014.
- [16] C. Blanc y A. Rufer, «Understanding the Vanadium Redox Flow Batteries,» de *Paths to Sustainable Energy*, INTECH, 2010.
- [17] P. Wolf y S. Kichou, «Simple Free Use Simulation Software for Buildings with Photovoltaic System and Battery,» *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 290*, 2019.
- [18] U. E. «Distribución de Períodos Aplicables a las Tarifas Eléctricas,» 2020. [En línea]. Available: www.ucesenergia.com.
- [19] European Commission, «PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM,» 2020. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
- [20] P. Leung, X. Li, C. Ponce de León, L. Berlouis, J. Low y F. C. Walsh, «Progress in redox flow batteries, remaining challenges and their applications,» *RCS Advances*, 2012.
- [21] F. Urbain, J. Vázquez-Galván, S. Murcia-López y C. Flox, «Solar vanadium redox-flow battery powered by thin-film silicon photovoltaics for efficient photoelectrochemical energy storage,» *Journal of Physics D Applied Physics*, 2018.
- [22] L. Arenas, C. Ponce de León y F. Walsh, «Engineering aspects of the design, construction and performance of,» *Journal of Energy Storage*, 2017.
- [23] GENE BRE, «Tabla de compatibilidad química,» 2019. [En línea]. Available: www.genebre.es.
- [24] European Commission, «PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM,» 2016. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
- [25] A. M. Hussein, «Extraction of Unknown Parameters of PV Modules,» *Faculty of Engineering at Shubra, Benha University, Cairo-Egypt*.
- [26] A. Chouder, S. Silvestre, N. Sadaoui y L. Rahmani, «Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters,» 2011.
- [27] F. Wandschneider, S. Röhm, P. Fisher, K. Pinkwart, J. Tübke y H. Nirschl, «A multi-stack simulation of shunt currents in vanadium redox flow,» *Journal of Power Sources*, 2014.

- [28] M. S. d. Cardona, P. S. Frieria, M. Piliougine, J. Pelaez, J. Carretero y L. M. López, «Degradación de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino tras 12 años de operación en España,» *Universidad de Málaga*, 2010.
- [29] J. A. González-Calero Somoza, J. Contreras Sanz y J. I. Muñoz Hernández, «Análisis económico de inversiones en energías renovables en Castilla-La Mancha,» *X CONGRESO INTERNACIONAL DE INGENIERÍA DE PROYECTOS*, 2006.

DOCUMENTO 2

PRESUPUESTO

CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

1.1. Equipos de potencia

Tabla 13. Presupuesto equipos de potencia

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Equipos de potencia	1	ud.	29.170,48 €	29.170,48 €
Inversor híbrido	Inversor Fronius ECO LIGHT 27,0-3-S	1	ud.	2.918,63 €	2.918,63 €
Inversor-cargador	Inversor VICTRON Quattro 48/15000/200-100/100	3	ud.	4.954,95 €	14.864,85 €
Controlador de carga	Controlador de carga VICTRON SmartSolar MPPT 250/100	6	ud.	950,00 €	5.700,00 €
Grupo electrógeno	Grupo electrógeno PK33E 30kVA/24kW	1	ud.	5.687,00 €	5.687,00 €

1.2. Campo fotovoltaico

Tabla 14. Presupuesto campo fotovoltaico

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 2	Campo fotovoltaico	1	ud.	36.831,40 €	36.831,40 €
Módulo fotovoltaico	Módulo JINKO SOLAR Cheetah HC 72MB-V 410 Watt	162	ud.	186,00 €	30.132,00 €
Estructura de soporte	Estructura de hormigón Solarbloc® 30° de inclinación vertical	172	ud.	38,95 €	6.699,40 €

1.3. Cableado

Tabla 15. Presupuesto cableado

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 3	Cableado	1	ud.	3.678,79 €	3.678,79 €
Cableado módulo	Cable de tipo RV-K 0,6/1 kV 1x6 mm ²	350	m	1,14 €	399,00 €
Cableado inversor-cargador	Cable de tipo RV-K 0,6/1 kV 2x70 mm ²	60	m	11,92 €	715,20 €
Cableado batería	Cable de tipo RV-K 0,6/1 kV 2x70 mm ²	100	m	11,92 €	1.192,00 €
Cableado controlador de carga	Cable de tipo RV-K 0,6/1 kV 1x35 mm ²	36	m	6,00 €	216,00 €
Cableado salida inversor	Cable de tipo H07V-K AS 750 V 1x25 mm ²	40	m	5,19 €	207,60 €
Cableado cuadro CA	Cable de tipo RZ1-K AS 0,6/1 kV 1x35 mm ²	10	m	6,31 €	63,10 €
Sistema puesta a tierra	Pica, seccionador, cableado a tierra de estructura de módulos y equipos de potencia	1	ud.	885,89 €	885,89 €

1.4 Cuadros de protecciones

Tabla16. Presupuesto protecciones

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 4	Cuadros de protecciones	1	ud.	3.319,03 €	3.319,03 €
Cuadro de corriente continua	Cuadro de protecciones de corriente continua con fusibles para el campo fotovoltaico, las baterías y los inversores	1	ud.	1.001,00 €	1.001,00 €
Cuadro de corriente alterna	Cuadro de protecciones de corriente alterna con magnetotérmicos e interruptor diferencial	1	ud.	2.318,03 €	2.318,03 €

1.5 Maquinaria y mano de obra

Tabla 17. Presupuesto maquinaria y mano de obra sistema fotovoltaico

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 5	Maquinaria y mano de obra	1	ud.	11.382,80 €	11.382,80 €
Maquinaria elevación	Plataforma de tijera de 10-15m	1	ud.	858,00 €	858,00 €
Seguridad y Salud	Prevención, coordinación y seguro	1	ud.	2.073,50 €	2.073,50 €
Mano de obra	Mano de obra de montaje y puesta en marcha	1	ud.	8.451,30 €	8.451,30 €

1.5 Total del capítulo

Tabla 18. Total capítulo 1

CAPÍTULO 1: Instalación fotovoltaica	Importe Total
Instalación del campo fotovoltaico y los componentes eléctricos y electrónicos que componen la instalación, a excepción del sistema de almacenamiento.	84.382,50 €

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Equipos de potencia	1	ud.	29.170,48 €	29.170,48 €
Unidad 2	Campo fotovoltaico	1	ud.	36.831,40 €	36.831,40 €
Unidad 3	Cableado	1	ud.	3.678,79 €	3.678,79 €
Unidad 4	Cuadros de protecciones	1	ud.	3.319,03 €	3.319,03 €
Unidad 5	Maquinaria y mano de obra	1	ud.	11.382,80 €	11.382,80 €

CAPÍTULO 2. SISTEMA ALMACENAMIENTO

2.1. Stack de 35 celdas

Tabla 19. Presupuesto stack de 35 celdas

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Stack de celdas	4	ud.	14.756,30 €	59.025,20 €
Membrana	Memabrana Nafion 117® de Dupont®	35000	cm ²	0,19 €	6.755,00 €
Electrodo	Electrodo de tela de carbono AvCarb Material Solutions 1071 HCB	35000	cm ²	0,03 €	1.218,00 €
Placa bipolar	Placa de grafito con	35	ud.	191,92 €	6.717,20 €
Colector de corriente	Placa de cobre	2	ud.	21,40 €	42,80 €
Placa final	Placa de PVC	2	ud.	11,65 €	23,30 €

2.2. Electrolito

Tabla 20. Presupuesto electrolitos

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 2	Electrolitos	600	L	64,10 €	38.460,00 €

2.3. Circuito hidráulico

Tabla 21. Presupuesto circuito hidráulico

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 3	Circuito hidráulico	1	ud.	5.947,88 €	5.947,88 €
Bomba	Bomba MD-20	8	ud.	505,00 €	4.040,00 €
Tubería	Tubo de TEFLON® politetrafluoretileno de 30mm de diámetro	48	m	6,99 €	335,52 €
Tanque	Tanque tricapa de polietileno con revestimiento de teflón	2	ud.	786,18 €	1.572,36 €

2.4. Mano de obra

Tabla 22. Presupuesto mano obra sistema de almacenamiento

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 4	Mano de obra	1	ud.	1.456,86 €	1.456,86 €

2.5. Total del capítulo

Tabla 23. Total capítulo 2

CAPÍTULO 2: Sistema de almacenamiento					Importe Total
Instalación de la batería de flujo redox de 4 stacks y el circuito hidráulico del electrolito					100.398,92 €
Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Stack de celdas	4	ud.	14.756,30 €	59.025,20 €
Unidad 2	Electrolitos	600	L	64,10 €	38.460,00 €
Unidad 3	Circuito hidráulico	1	ud.	1.456,86 €	1.456,86 €
Unidad 4	Mano de obra	1	ud.	1.456,86 €	1.456,86 €

CAPÍTULO 3. PROYECTO

Tabla 24. Presupuesto realización proyecto

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Maquinaria y mano de obra	1	ud.	4.149,95 €	4.149,95 €
Mano de obra	Graduado en Ingeniería Química	300	hr.	3,75 €	1.125,00 €
Mano de obra	Tutor del TFG	50	hr.	40,00 €	2.000,00 €
Mano de obra	Cotutor del TFG	25	hr.	40,00 €	1.000,00 €
Software	MATLAB®	250	hr.	0,09 €	22,75 €
Software	Microsoft Office®	200	hr.	0,01 €	2,20 €

CAPÍTULO 4. PRESUPUESTO TOTAL

Tabla 25. Presupuesto base de licitación

CAPÍTULO 1: Instalación fotovoltaica Importe Total
 Instalación del campo fotovoltaico y los componentes eléctricos y electrónicos que componen la instalación, a excepción del sistema de almacenamiento. **84.382,50 €**

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Equipos de potencia	1	ud.	29.170,48 €	29.170,48 €
Unidad 2	Campo fotovoltaico	1	ud.	36.831,40 €	36.831,40 €
Unidad 3	Cableado	1	ud.	3.678,79 €	3.678,79 €
Unidad 4	Cuadros de protecciones	1	ud.	3.319,03 €	3.319,03 €
Unidad 5	Maquinaria y mano de obra	1	ud.	11.382,80 €	11.382,80 €

CAPÍTULO 2: Sistema de almacenamiento Importe Total
 Instalación de la batería de flujo redox de 4 stacks y el circuito hidráulico del electrolito **100.398,92 €**

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Stack de celdas	4	ud.	14.756,30 €	59.025,20 €
Unidad 2	Electrolitos	600	L	64,10 €	38.460,00 €
Unidad 3	Circuito hidráulico	1	ud.	1.456,86 €	1.456,86 €
Unidad 4	Mano de obra	1	ud.	1.456,86 €	1.456,86 €

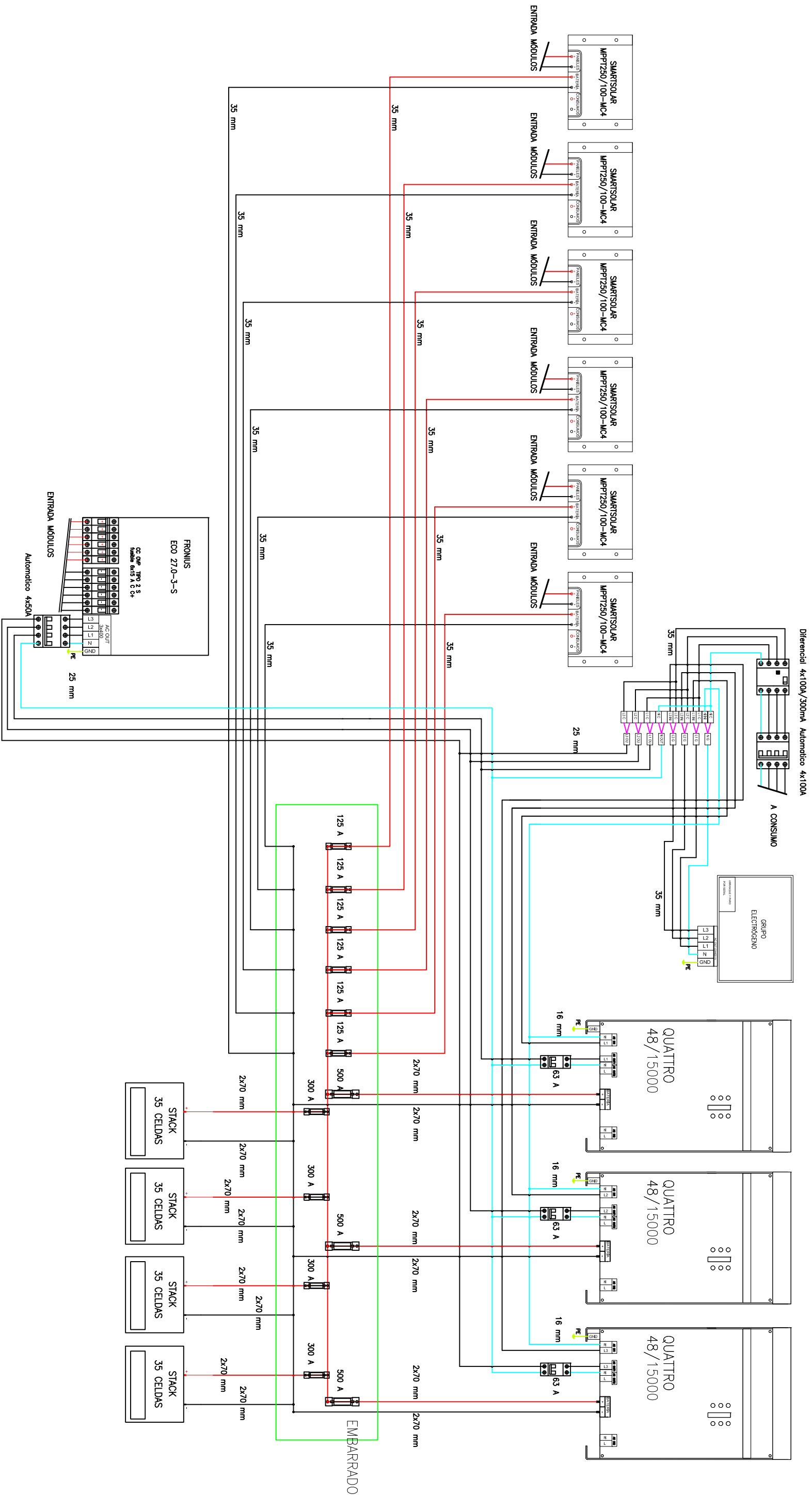
CAPÍTULO 3: Proyecto Importe total
 Ingeniería del proyecto para los procesos de diseño, modelado y simulación de la instalación **4.149,95 €**

Concepto	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe	
Unidad 1	Maquinaria y mano de obra	1	ud.	4.149,95 €	4.149,95 €

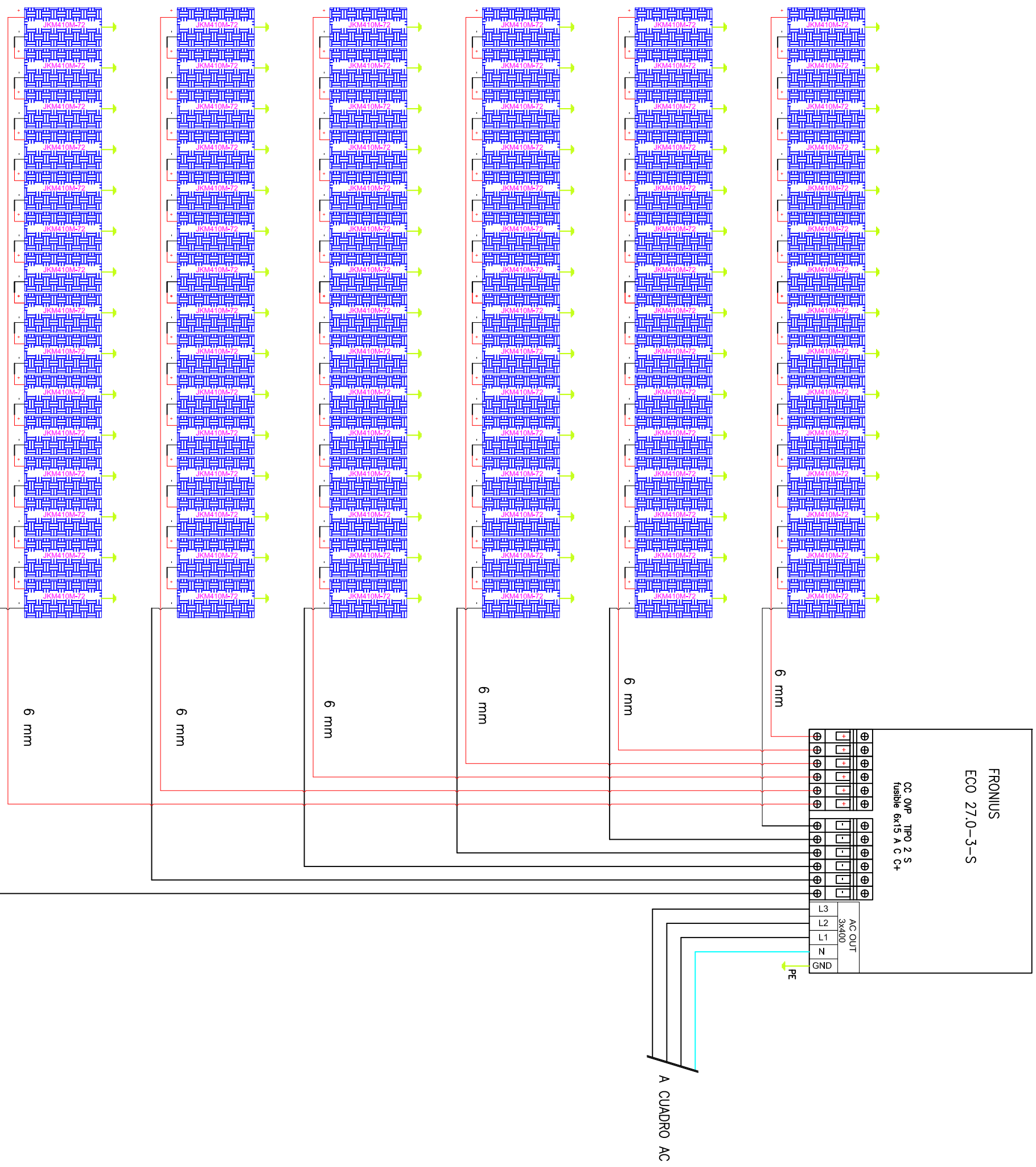
Presupuesto de ejecución material	188.931,37 €
Gastos generales (13%)	24.561,08 €
Presupuesto de ejecución por contrata	213.492,45 €
IVA (21%)	44.833,41 €
Presupuesto base de licitación	258.325,86 €

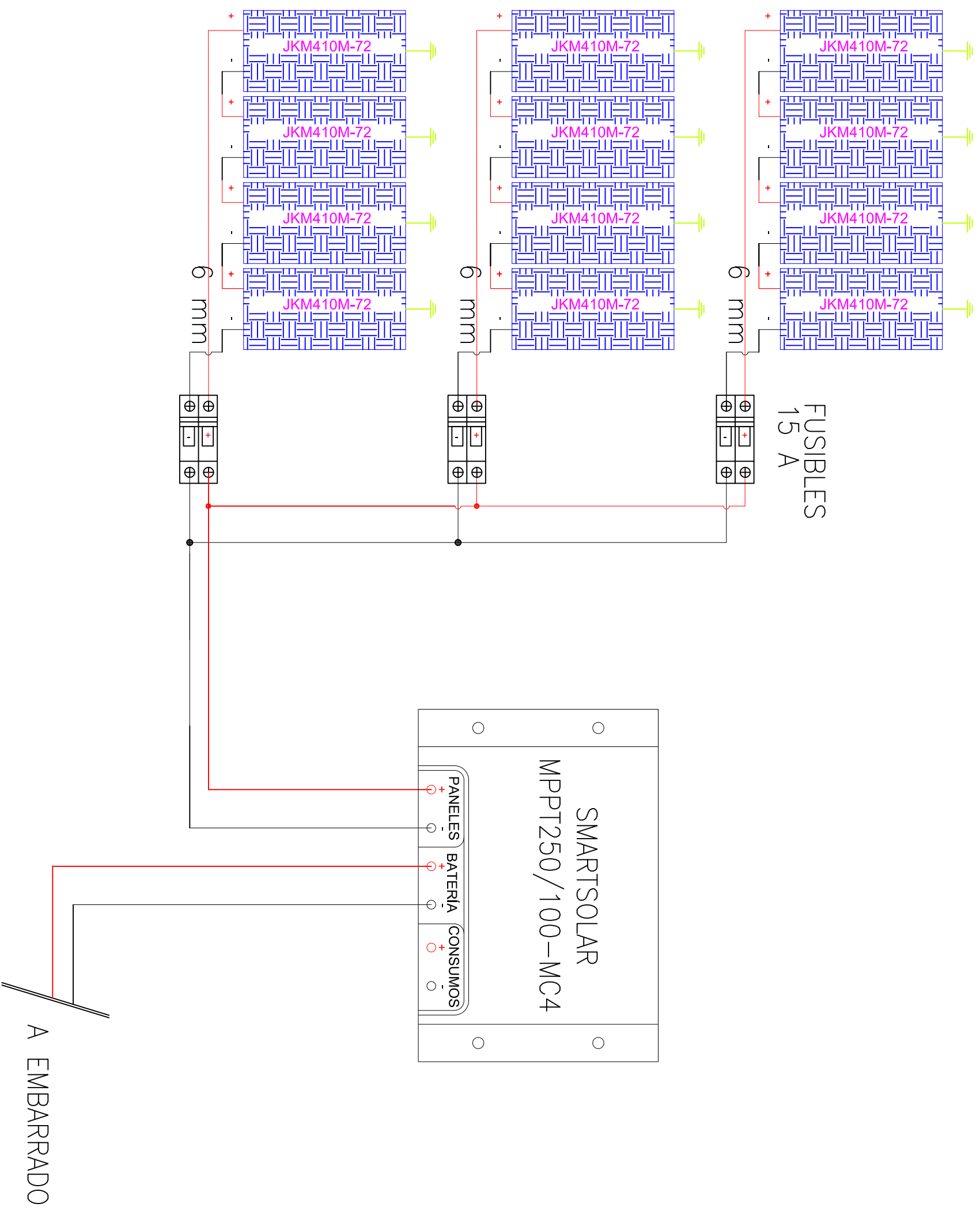
DOCUMENTO 3

PLANOS

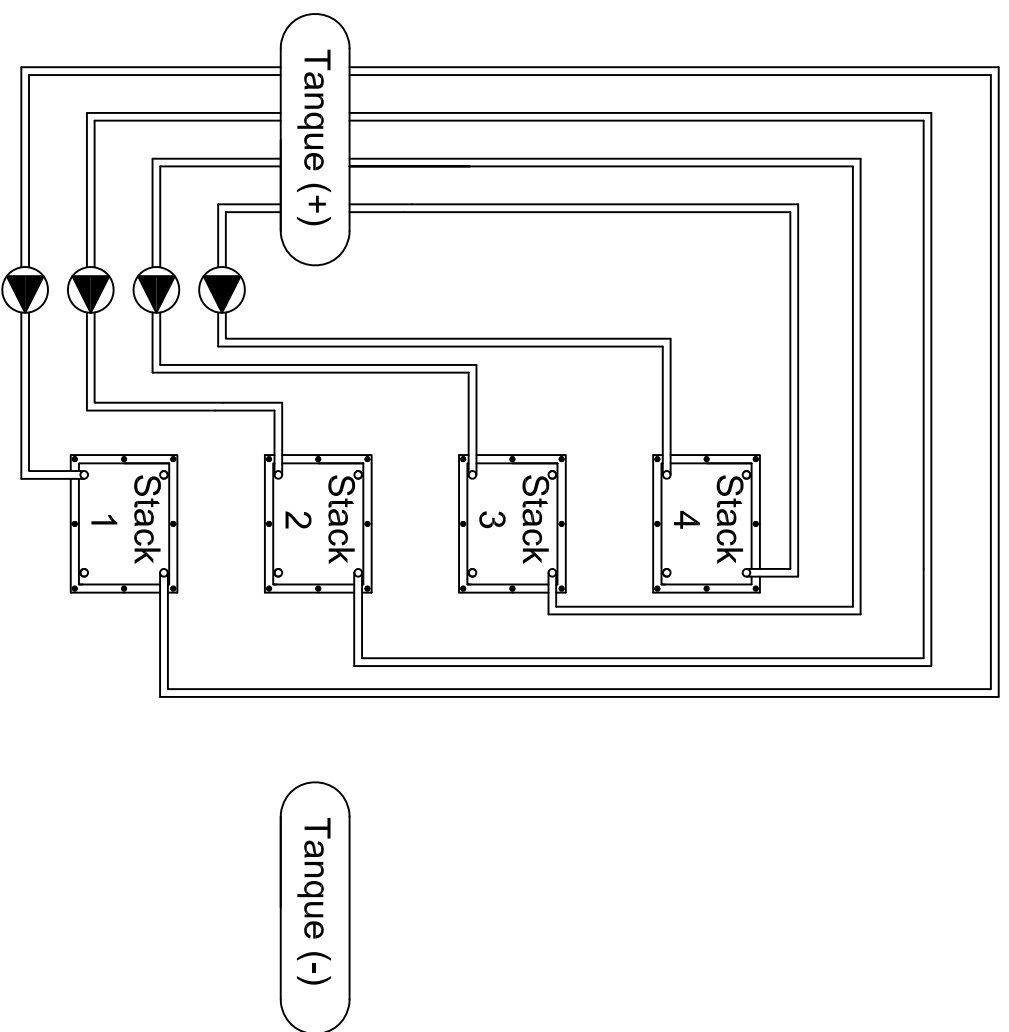


<p>TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA QUIMICA</p> <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p> <p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERIA INDUSTRIAL VALENCIA</p>	<p>Proyecto: Diseño de un sistema fotovoltaico de 50 kW con almacenamiento de energía en batería de flujo redox de vanadio para un centro logístico de una empresa de construcción</p>	<p>Planos: Esquema Eléctrico</p> <p>Autor: Juan Pérez Rico</p>	<p>Fecha: Junio 2020</p> <p>Escala: -</p> <p>Nº Plano: 1</p>
---	--	--	--

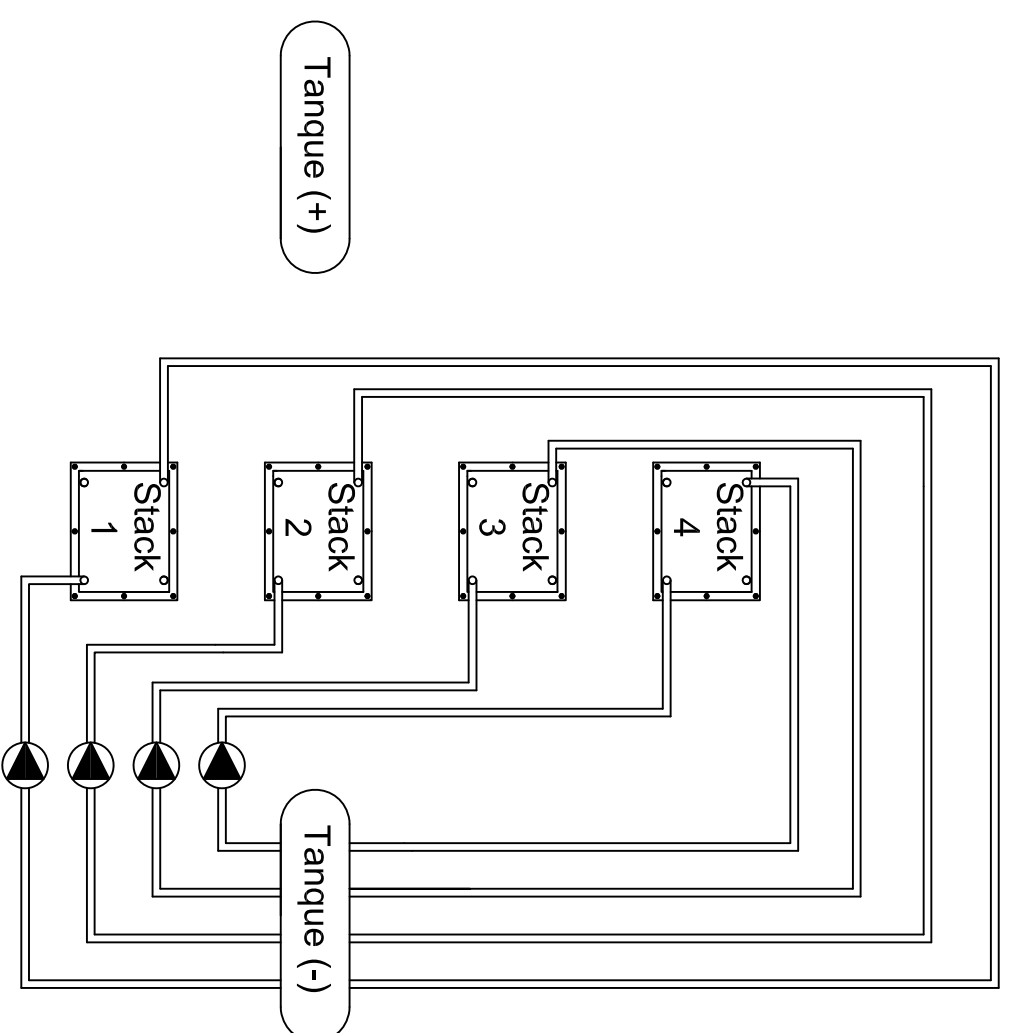






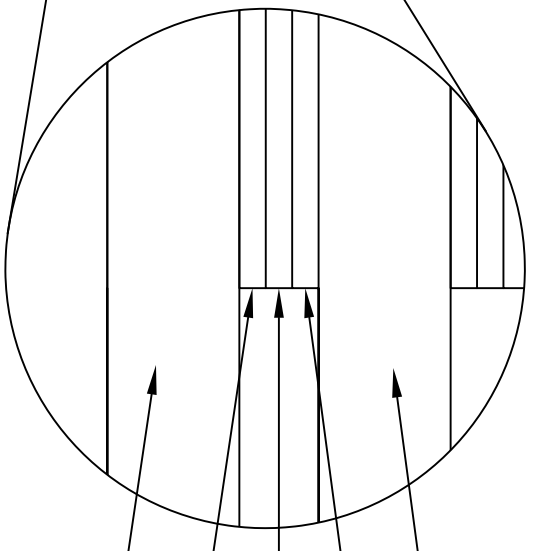
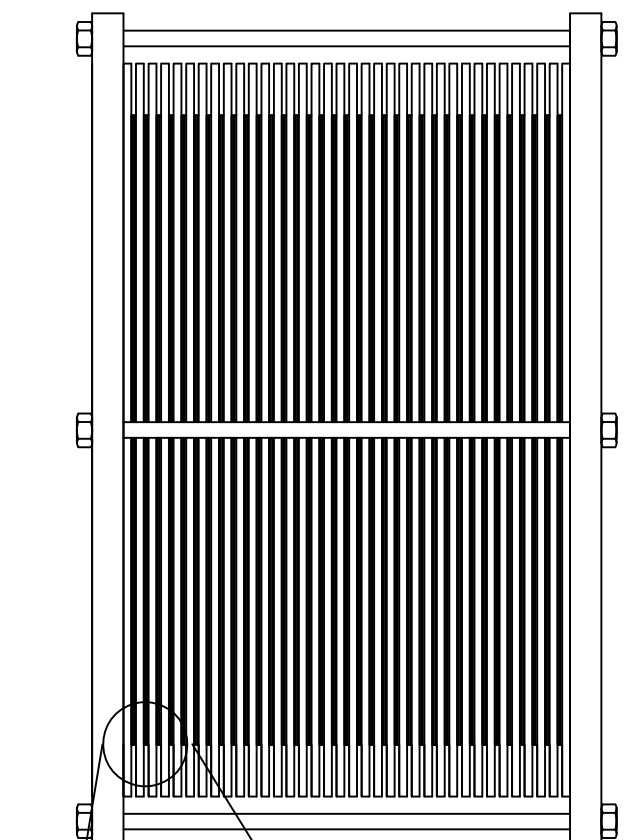
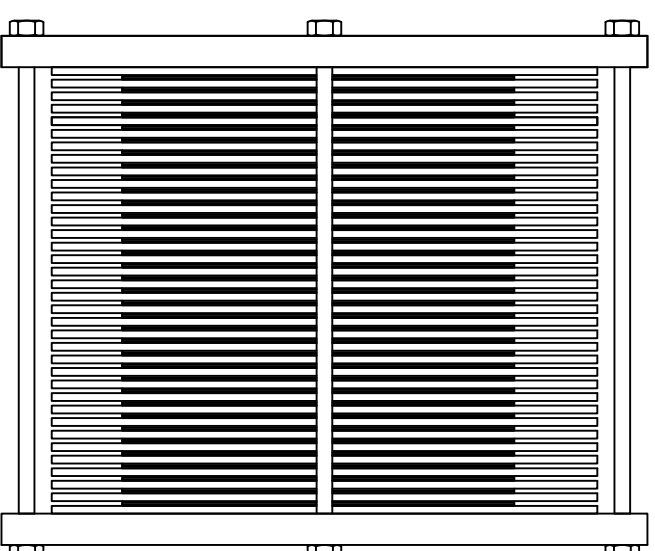
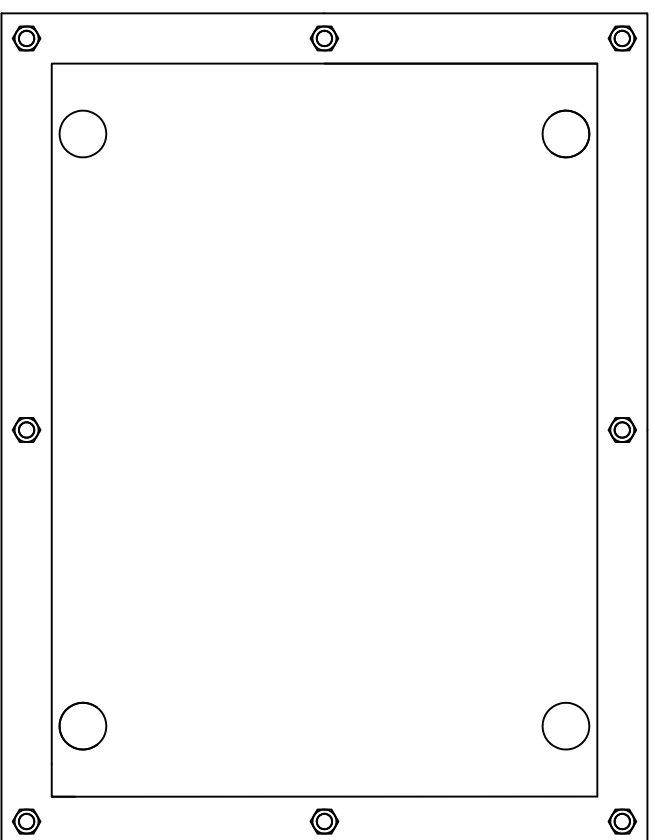
Circuito hidráulico catolito



Circuito hidráulico anolito



 <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p>  <p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA</p>	TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA QUÍMICA	Proyecto:	Diseño de un sistema fotovoltaico de 50 kW con almacenamiento de energía en batería de flujo redox de vanadio para un centro logístico de una empresa de construcción	Plano:	Esquema circuito hidráulico	Fecha:	Junio 2020	Nº Plano:	4
		Autor:	Juan Pérez Rico	Escala:	-				





Placa bipolar

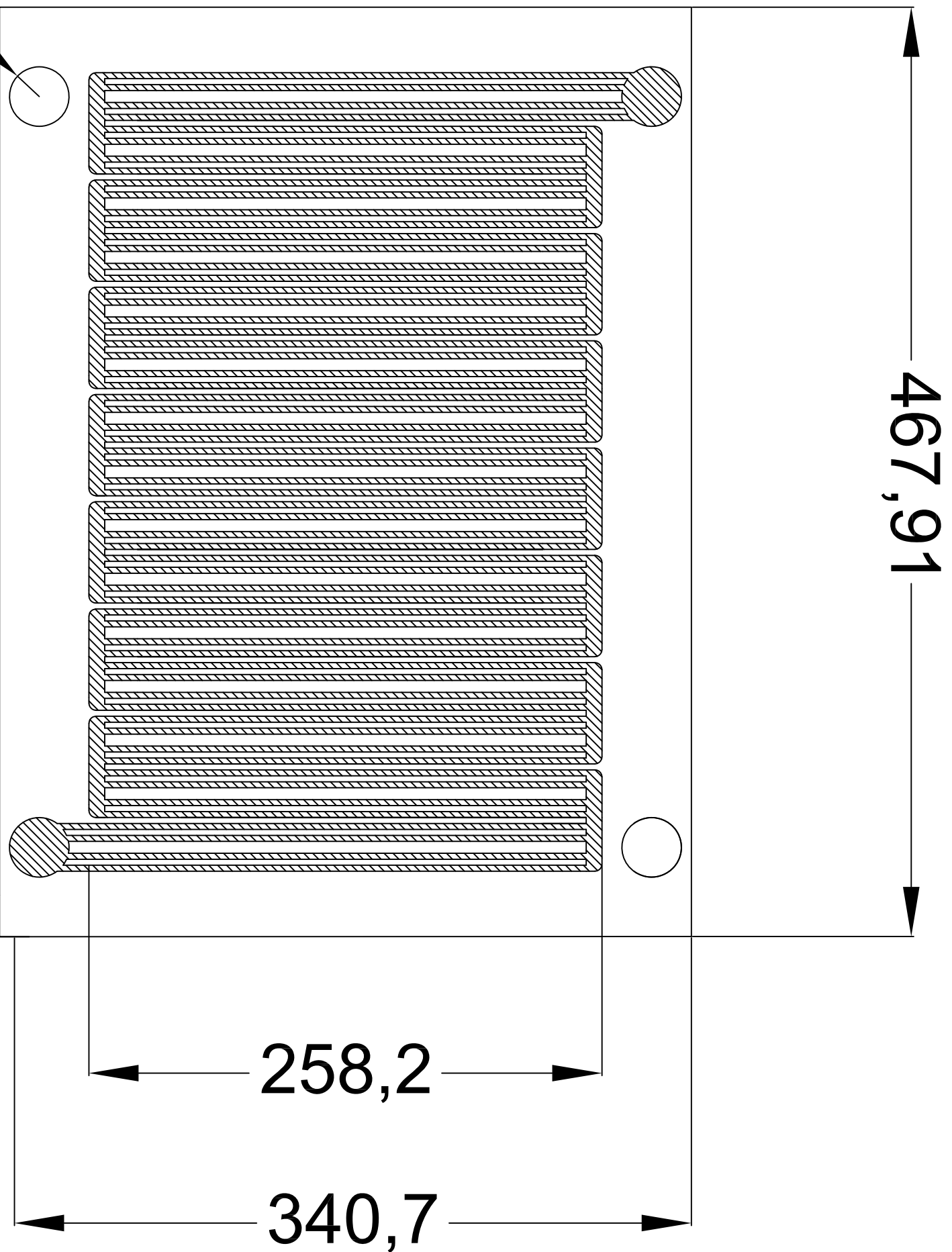
Electrodo



Membrana

Electrodo

Placa bipolar

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA QUIMICA  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA INDUSTRIAL VALENCIA	Proyecto: Diseño de un sistema fotovoltaico de 50 kW con almacenamiento de energía en batería de flujo redox de vanadio para un centro logístico de una empresa de construcción	Plano: Stack 35 celdas	Fecha: Junio 2020	Nº Plano: 5
	Autor: Juan Pérez Rico	Escala: 1:50		



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA QUIMICA  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALENCIA  ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA INDUSTRIAL VALENCIA		Proyecto: Diseño de un sistema fotovoltaico de 50 kW con almacenamiento de energía en batería de flujo redox de vanadio para un centro logístico de una empresa de construcción	Plano: Placa bipolar	Fecha: Junio 2020	N° Plano: 6
		Autor: Juan Pérez Rico	Escala: 1:25		