



Universidad de Sevilla. Escuela Politécnica Superior de Sevilla 

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE DISEÑO INDUSTRIAL Y
DESARROLLO DEL PRODUCTO E INGENIERÍA MECÁNICA

DESARROLLO DE UN MODELO DE INTEGRACIÓN
SOLAR FOTOVOLTAICO CON ALMACENAMIENTO DE
HIDRÓGENO EN INSTALACIONES AISLADAS

Autora: Beatriz Retamosa Ruiz
Tutor: Dr. José Antonio Becerra Villanueva



AGRADECIMIENTOS

Trasmitir mi agradecimiento a todas las personas que me han acompañado durante esta etapa contribuyendo a mi desarrollo profesional y personal.

En primer lugar, agradecer el apoyo y la colaboración en este Trabajo de Fin de Grado a mi tutor D. José Antonio Becerra Villanueva, cuya ayuda ha sido fundamental en su óptimo desarrollo y organización.

En segundo lugar, agradecer el apoyo incondicional de mi familia, sobre todo a mis padres, que me han animado a seguir siempre adelante y a mis amigos, que me han hecho disfrutar de esta experiencia compartiendo conocimientos y brindado su ayuda para poder alcanzar los objetivos marcados a largo de toda mi carrera.

También agradecer a todos los profesores y profesoras, que han contribuido a mi formación, su implicación y dedicación, que ha sido fundamental para motivar al alumnado y fomentar la curiosidad sobre las diversas materias.

TÍTULO

“Desarrollo de un modelo de integración solar fotovoltaico con almacenamiento de hidrógeno en instalaciones aisladas”.

ORGANISMO AL QUE SE DIRIGE EL PROYECTO

Escuela Politécnica Superior - Universidad de Sevilla.

TUTOR ACADÉMICO

José Antonio Becerra Villanueva.

EMPLAZAMIENTO GEOGRÁFICO DEL PROYECTO

Se ha realizado el estudio de la instalación solar aislada tomando como base una vivienda unifamiliar ubicada en Morón de la Frontera (Sevilla).

AUTOR

Beatriz Retamosa Ruiz, Doble Grado en Ingeniería de Diseño Industrial y Desarrollo del Producto e Ingeniería Mecánica.

RESUMEN

Modelado del sistema híbrido de una instalación fotovoltaica con almacenamiento de energía a base de hidrógeno, considerando datos meteorológicos y variables eléctricas para evaluar los sistemas en términos de carga, niveles de capacidad de almacenamiento y costos de dos procesos electroquímicos diferenciados, electrólisis de agua y electrólisis de reformado de etanol.

Análisis de costos para evaluar la viabilidad de ambos sistemas, dimensionados para producir la misma cantidad de hidrógeno almacenado acumulado (SOC), operando en el punto de máxima potencia (MPP).

El sistema híbrido con electrólisis de reformado de etanol tiene un mayor costo de inversión inicial y mayores costos anuales, debido a los requisitos de una mayor superficie de electrodo, así como al consumo de etanol. Sin embargo, el proceso convencional requiere un tamaño mucho mayor de la instalación fotovoltaica como consecuencia de sus tensiones más elevadas.

Análisis de sensibilidad en un intento de optimizar la configuración en el acoplamiento PV-EL, el tamaño, la eficiencia y los costos de los componentes del sistema. Se puede concluir que el criterio de optimización más importante es la reducción del tamaño del electrolizador, debido al costo de los componentes y al voltaje característico del electrolizador.

Los sistemas híbridos PV-H2 pueden desempeñar un papel eficaz en la implementación de una fuente de alimentación distribuida autónoma en aplicaciones que requieren almacenamiento a largo plazo con dispositivos compactos.

PALABRAS CLAVES

Sistema híbrido, electrólisis, hidrógeno, agua, conformado de etanol, energía renovable, tecnología fotovoltaica, módulos fotovoltaicos, electrolizador, pila de combustible, acoplamiento PV-EL.

ABSTRACT

Hybrid system modeling of a photovoltaic installation with energy storage based on hydrogen, considering meteorological data and electrical variables to evaluate the systems in terms of load, storage capacity levels and costs from two differentiated electrochemical processes, water electrolysis and ethanol reforming electrolysis.

Cost analysis to evaluate the viability of both systems, sized to produce the same amount of accumulated stored hydrogen (SOC), operating at the point of maximum power (MPP).

The hybrid system with ethanol forming electrolysis has a higher initial investment cost and higher annual costs, due to the requirements for a larger electrode surface, as well as consumption of ethanol. However, the conventional process requires a much larger size of the photovoltaic installation as a consequence of its higher voltages.

Sensitivity analysis in an attempt to optimize the configuration in the PV-EL coupling, the size, efficiency and costs of the system components. It can be concluded that the most important criterion for optimization is the reduction of

electrolyzer sizes, due to the cost of the components and the characteristic voltage of the electrolyzer.

Hybrid PV-H₂ systems can play an effective role in implementing an autonomous distributed power supply in applications requiring long-term storage with compact devices.

KEY WORDS

Hybrid system, electrolysis, hydrogen, water, ethanol reforming, renewable energy, photovoltaic technology, photovoltaic modules, electrolyzer, fuel cell, PV-EL coupling.

ÍNDICE

1	CONTEXTO Y OBJETIVOS	19
1.1	Introducción	19
1.2	Objetivo y alcance.....	21
2	TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. ESTADO DEL ARTE.	23
2.1	Introducción. Pandemia y panorama energético global.	23
2.2	Evolución de la tecnología solar fotovoltaica	33
2.3	Instalaciones de energía solar fotovoltaica	38
2.4	Clasificación de instalaciones fotovoltaicas	41
2.4.1	Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas	41
2.4.2	Instalaciones conectadas a la red eléctrica	42
2.5	Tecnologías para almacenamiento de energía	45
2.5.1	Bombeo Hidroeléctrico	47
2.5.2	Aire Comprimido.....	48
2.5.3	Almacenamiento Térmico.....	49
2.5.4	Almacenamiento termoquímico	50
2.5.5	Supercondensador	51
2.5.6	Baterías.....	52
2.5.7	Pilas de combustible de hidrógeno.....	53
2.6	Estado del arte del hidrógeno como recurso energético	57

3 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTVOLTAICA HÍBRIDA CON PILA DE COMBUSTIBLE

65

3.1	Esquema representativo modelo híbrido.....	65
3.2	Módulos fotovoltaicos	67
3.2.1	Módulos fotovoltaicos. Principio de funcionamiento	67
3.2.2	Parámetros eléctricos y curvas características	70
3.2.3	Justificación del tipo de equipo utilizado.....	72
3.3	Inversores de corriente y reguladores de carga.....	77
3.4	Electrolizadores	81
3.4.1	Electrolizadores alcalinos	83
3.4.2	Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) 86	
3.4.3	Electrolizadores de óxido sólido (SOEC).....	89
3.4.4	Estado de evolución electrolizadores	91
3.5	Almacenamiento de hidrógeno	92
3.5.1	Cavernas de sal	96
3.5.2	Acuíferos	97
3.5.3	Tanques de almacenamiento	97
3.5.4	Hidruros metálicos.....	98
3.5.5	Materiales basados en carbono	99
3.6	Pilas de combustible	100
3.6.1	Pilas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC) 103	
3.6.2	Pilas de combustible de metanol directo (DMFC)	106
3.6.3	Pilas de combustible de óxido sólido (SOFC)	108

3.6.4	Pilas de combustible alcalinas (AFC)	111
3.6.5	Pilas de combustible de carbonato fundido (MCFC)	113
3.6.6	Pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC).....	116
3.6.7	Estado actual del grado de implantación de la tecnología de la pila de combustible	119
4 CÁLCULO Y MODELADO DEL SISTEMA HÍBRIDO		
DE UNA INSTALACIÓN AISLADA FV CON PEM..... 121		
4.1	Propósito de estudio	121
4.2	Antecedentes y configuración del sistema	122
4.3	radiación solar y caracterización de los módulos fotovoltaicos	124
4.3.1	Nomenclatura	124
4.3.2	Energía primaria	125
4.3.3	Caracterización módulos fotovoltaicos	129
4.4	Investigación y caracterización del proceso de electrólisis	138
4.4.1	Electrólisis de Agua	139
4.4.2	Electrólisis de Etanol	140
4.5	Estimación de la demanda eléctrica en la vivienda.....	142
4.5.1	Consumo de electricidad diario en función de las cargas eléctricas	142
4.5.2	Demanda anual de la vivienda	144
4.6	Modelado del sistema híbrido	146
4.6.1	Selección del área y número de células del electrolizador	146
4.6.2	Modelo de sistema híbrido	149
4.6.3	Escenarios para la obtención de resultados.....	152
5 ANÁLISIS DE RESULTADOS. ESTUDIOS DE		
VIABILIDAD ECONÓMICA..... 155		

5.1	Resultados. Análisis diario	155
5.1.1	Electrólisis de agua	155
5.1.2	Electrólisis de conformado de etanol.....	164
5.2	Resultados. Análisis anual	171
5.2.1	Electrólisis de agua	171
5.2.2	Electrólisis de conformado de etanol.....	182
5.3	Costes de capital y costes de operación.....	189
5.4	Validación del modelo	196
6	TAMAÑO ÓPTIMO DE LOS DISPOSITIVOS DE LA INSTALACIÓN HÍBRIDA.....	207
6.1	Análisis de viabilidad. Electrolizador de agua	210
6.2	Análisis de viabilidad electrolizador de conformado de etanol	213
6.3	Comparativo de viabilidad	216
7	CONCLUSIONES.....	221
8	BIBLIOGRAFÍA.....	223
9	ANEXOS	226
9.1	Scripts matlab	226
9.1.1	Script perfiles anuales G-T	226
9.1.2	Script curvas I-V EAGLE 72M-V 340 a diferentes G y T	228
9.1.3	Script curvas P-V EAGLE 72M-V 340 a diferentes G y T	228
9.1.4	Script modelado curvas I-V EAGLE 72M-V 340 T=25°C	229
9.1.5	Script modelado curvas P-V EAGLE 72M-V 340 T=25°C	229
9.1.6	Script curva de polarización para electrólisis de agua.....	230
9.1.7	Script curva de polarización para electrólisis de EtOH.....	230

9.1.8	Script acoplamiento PV-EL para distintas condiciones	230
9.1.9	Script acoplamiento PV-EL para distintas condiciones	231
9.1.10	Script acoplamiento electrolizador de agua para un día	231
9.1.11	Script acoplamiento electrolizador de EtOH para un día.....	234
9.1.12	Script acoplamiento electrolizador de agua para 1 año	236
9.1.13	Script acoplamiento electrolizador de EtOH para 1 año.....	243
9.1.14	Script curvas I-V artículo Renewable Energy	250
9.1.15	Script curva características del electrolizador de EtOH - Renewable Energy	250
9.1.16	Script acoplamiento PV-EL al MPP - Renewable Energy	251
9.1.17	Script acoplamiento PV-EL para distintas condiciones- Renewable Energy	251
9.1.18	Análisis de viabilidad acople PV-EL convergente en MPP para electrólisis convencional.....	252
9.1.1	Análisis de viabilidad acople PV-EL NO convergente en MPP para electrólisis convencional.....	253
9.1.2	Análisis de viabilidad acople PV-EL convergente en MPP para electrólisis de EtOH.....	253
9.1.3	Análisis de viabilidad acople PV-EL NO convergente en MPP para electrólisis de EtOH.....	254



ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.- IEA, Emisiones globales de CO2 relacionadas con la energía, 1900-2020, IEA, París	23
Ilustración 2.- IEA, Demanda global total de energía primaria por combustible, 2019, IEA, París.....	24
Ilustración 3.- IEA, Cambio en la demanda de energía primaria por combustible en 2020 en relación a 2019, IEA, París.....	25
Ilustración 4.- IEA, Emisiones de CO2 del sector energético por trayectoria de recuperación, IEA, París .	28
Ilustración 5.- IEA, Cambio en la demanda mundial de energía primaria por combustible y escenario, 2030 en relación a 2019, IEA, París	28
Ilustración 6.- UNEF (2020) Potencia Fotovoltaica Instalada Anual en la Unión Europea.....	30
Ilustración 7.- UNEF (2020) Energía Solar Fotovoltaica Generada (GWh).....	31
Ilustración 8.- IEA, Generación de energía solar fotovoltaica en el escenario de desarrollo sostenible, 2000-2030, IEA, París.....	32
Ilustración 9.- NREL, Mejores investigaciones de la eficiencia de las células fotovoltaicas, 2019	34
Ilustración 10.- PSE Projects GmbH, Porcentaje de la producción anual global, 2020.....	35
Ilustración 11.- IRENA, El futuro de la energía solar fotovoltaica, 2019.....	37
Ilustración 12.- LCOE medio ponderado de proyectos fotovoltaicos solares en España, 2010-2019	39
Ilustración 13.- Posibilidades tecnológicas para el almacenamiento de energía según la EASE	47
Ilustración 14.- Principio de carga de PHS, EASE	48
Ilustración 15.- Principio de carga del sistema D-CAES (Compressed Air Energy Storage), EASE	49
Ilustración 16.- Principio de carga PEC (Condensador Electrónico de Potencia), EASE.....	52
Ilustración 17.- Principio de carga de LI-ION, EASE	53
Ilustración 18.- Electrólisis de agua y Pila de combustible de hidrógeno, EASE.....	56
Ilustración 19.- Capacidad de nuevos proyectos de producción de hidrógeno con fines energéticos y climáticos, IEA,2018	59
Ilustración 20.- Sistema híbrido PV-H ₂ para el suministro de energía fuera de la red, 2020	66
Ilustración 21.- Efecto fotoeléctrico en el panel fotovoltaico	68
Ilustración 22.- Componentes de un panel fotovoltaico	70
Ilustración 23.- Curvas características de un módulo fotovoltaico en función de la irradiación.....	71
Ilustración 24.- Curvas características de un módulo fotovoltaico en función de la temperatura	72
Ilustración 25.- Lista Tier 1 de paneles solares	74
Ilustración 26.- Características de los módulos fotovoltaicos de diversos proveedores.....	76
Ilustración 27.- Configuración monopolar electrolizador alcalino	84
Ilustración 28.- Configuración bipolar electrolizador alcalino.....	84
Ilustración 29.- Principio de funcionamiento electrolizador alcalino	85
Ilustración 30.- Principio de funcionamiento electrolizador PEM	87
Ilustración 31.- Principio de funcionamiento electrolizador SOEC.....	89
Ilustración 32.- Etapas de la cadena de valor del hidrógeno (MITERD), 2020.....	92
Ilustración 33.- Elementos de transmisión, distribución y almacenamiento del H ₂ , IEA (2019)	95
Ilustración 34.- Esquema pila de combustible tipo PEM	106
Ilustración 35.- Esquema pila de combustible tipo DM.....	108
Ilustración 36.- Esquema pila de combustible tipo SOFC	111
Ilustración 37.- Esquema pila de combustible tipo AFC	113
Ilustración 38.- Esquema pila de combustible tipo MCFC	116
Ilustración 39.- Esquema pila de combustible tipo PAFC	118
Ilustración 40.- Megavatios por tipo de pila de combustible 2015-2019.....	119
Ilustración 41.- Ventas por tipo de pila de combustible 2015 - 2019.....	119
Ilustración 42.- Sistema híbrido PV-H ₂ para suministro de energía aislado de la red	122
Ilustración 43.- Perfil diario de ración solar y temperaturas de los PV	126
Ilustración 44.- Perfil anual de ración solar y temperaturas de los PV según la BBDD	127
Ilustración 45.- Perfil de ración solar y temperaturas de los PV durante el mes de enero de 2018	128
Ilustración 46.- Perfil de ración solar y temperaturas de los PV durante el mes de julio de 2018.....	128

Ilustración 47.- Perfil diario de G y T de los PV 21/04/2018.....	129
Ilustración 48.- Perfil diario de G y T de los PV 21/01/2018.....	129
Ilustración 49.- Perfil diario de G y T de los PV 21/07/2018.....	129
Ilustración 50.- Perfil diario de G y T de los PV 21/10/2018.....	129
Ilustración 51.- Curvas V-I EAGLE 72M-V 340 Watt a diferentes G y T.....	131
Ilustración 52.- Sistema global configuración módulo fotovoltaico	132
Ilustración 53.- Subsistemas de variables del módulo fotovoltaico	132
Ilustración 54.- Cálculo α_r módulo fotovoltaico	133
Ilustración 55.- Cálculo α módulo fotovoltaico.....	133
Ilustración 56.- Cálculo I_{sc} módulo fotovoltaico	134
Ilustración 57.- Cálculo $I_{o,r}$ módulo fotovoltaico	134
Ilustración 58.- Cálculo I_o módulo fotovoltaico	134
Ilustración 59.- Cálculo R_{sr} módulo fotovoltaico	135
Ilustración 60.- Curvas P-V EAGLE 72M-V 340 Watt a diferentes G y T.....	135
Ilustración 61.-Curvas I-V y P-V del fabricante	136
Ilustración 62.- Curvas V-I EAGLE 72M-V 340 Watt del fabricante a diferentes G y T=25°C.....	137
Ilustración 63.- Curvas P-V EAGLE 72M-V 340 Watt del fabricante a diferentes G y T=25°C.....	137
Ilustración 64.- Modelado comportamiento electrolizador de EtOH.....	139
Ilustración 65.- Modelado comportamiento electrolizador de agua	139
Ilustración 66.- Curva electrolizador PEM bajo electrólisis de agua trabajando a T=90°C.....	140
Ilustración 67.- Curva electrolizador PEM bajo electrólisis de EtOH trabajando a T=90°C.....	141
Ilustración 68.- Horarios de luz tarifa 2.0 DHA	145
Ilustración 69.- Acoplamiento de ELs al MPP en el momento de máxima radiación diaria	148
Ilustración 70.- Acoplamiento de ELs con los módulos fotovoltaicos para diferentes niveles de insolación	148
Ilustración 71.- Diagrama de flujo modelado del sistema híbrido	149
Ilustración 72.-Diagrama flujo caracterización módulo fotovoltaico	156
Ilustración 73.- Variables del workspace de Matlab para la simulación con electrolizador de agua (24 h)	160
Ilustración 74.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Pv_Pel_C.....	161
Ilustración 75.- Simulación para acoplar electrolizador de agua SOC_Ppf_Cum	162
Ilustración 76.- Variables del workspace de Matlab para la simulación con electrolizador de EtOH (24 h)	167
Ilustración 77.- Simulación para acoplar electrolizador de conformado de etanol Pv_Pel_C.....	168
Ilustración 78.- Simulación para acoplar electrolizador de conformado de etanol SOC_Ppf_Cum	169
Ilustración 79.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppv-Pel-C con vista a 1 año	172
Ilustración 80.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppv-Pel-C Enero 2018.....	173
Ilustración 81.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppv-Pel-C Julio 2018	174
Ilustración 82.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppv-Pel-C 21/01/2018	174
Ilustración 83.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppv-Pel-C 21/04/2018	174
Ilustración 84.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppv-Pel-C 21/07/2018	175
Ilustración 85.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppv-Pel-C 21/10/2018	175
Ilustración 86.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum con vista a 1 año	176
Ilustración 87.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum Enero 2018.....	178
Ilustración 88.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum Julio 2018.....	179
Ilustración 89.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum 21/04/2018.....	179
Ilustración 90.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum 21/01/2018.....	179
Ilustración 91.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum 21/10/2018	180
Ilustración 92.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum 21/07/2018	180
Ilustración 93.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppv-Pel-C con vista a 1 año.....	182
Ilustración 94.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppv-Pel-C Enero 2018	183
Ilustración 95.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppv-Pel-C Julio 2018.....	183
Ilustración 96.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppv-Pel-C 21/05/2018.....	184

Ilustración 97.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppv-Pel-C 21/04/2018.....	184
Ilustración 98.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppv-Pel-C 21/07/2018.....	184
Ilustración 99.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppv-Pel-C 21/10/2018.....	184
Ilustración 100.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppf-SOC-Cum con vista a 1 año.....	185
Ilustración 101.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum Enero 2018.....	186
Ilustración 102.- : Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum Julio 2018.....	187
Ilustración 103.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppf-SOC-Cum 21/01/2018	187
Ilustración 104.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppf-SOC-Cum 21/04/2018	187
Ilustración 105.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppf-SOC-Cum 21/07/2018	188
Ilustración 106.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppf-SOC-Cum 21/10/2018	188
Ilustración 107.- Costes de inversión sistema híbrido FV-EL convencional.....	192
Ilustración 108.- Costes de inversión sistema híbrido FV-EL de conformado de etanol	193
Ilustración 109.- Costes anuales asociados a cada tecnología para el sistema híbrido FV-EL convencional	194
Ilustración 110.- Costes anuales asociados a cada tecnología para el sistema híbrido FV-EL EtOH	194
Ilustración 111.- Perfil diario de radiación solar y temperatura de los módulos fotovoltaicos, Artículo.	197
Ilustración 112.- Perfil diario de radiación solar y temperatura de los módulos fotovoltaicos, Modelado	197
Ilustración 113.- Curvas I-V facilitadas por el fabricante, Artículo	198
Ilustración 114.- Curvas I-V correspondiente al Datasheet (STC), Modelado	199
Ilustración 115.- Curvas características del electrolizador PEM con electrólisis de EtOH, Artículo	200
Ilustración 116.- Curvas características del electrolizador PEM con electrólisis de EtOH, Artículo	200
Ilustración 117.- Acoplamiento directo PV-EL para electrólisis de agua (EL1) y de etanol (EL2), Artículo	201
Ilustración 118.- Acoplamiento directo PV-EL para electrólisis de agua (EL1) y de etanol (EL2), Modelado	201
Ilustración 119.- Workspace parámetros del sistema híbrido con EtOH, Modelado	206
Ilustración 120.- Electrolizador de agua acoplado a los FV con diferentes nºs y áreas de electrodos.....	210
Ilustración 121.- Electrolizador de agua acoplado a los FV con diferentes nºs de electrodos de igual área	212
Ilustración 122.- Electrolizador de EtOH acoplado a los FV con diferentes nºs y áreas de electrodos	213
Ilustración 123.- Electrolizador de EtOH acoplado a los FV con diferentes nºs de electrodos de igual área	215
Ilustración 124.- Costes anuales para diferentes configuraciones de los sistemas.....	218

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Características químicas y técnicas electrolizadores	82
Tabla 2.- Características y desempeño electrolizador alcalino.....	86
Tabla 3.- Características y desempeño electrolizador PEM.....	88
Tabla 4.- Características y desempeño electrolizador SOEC	90
Tabla 5.- Contenido energético de diferentes combustibles.	93
Tabla 6.- Tipos de almacenamiento de hidrógeno.	95
Tabla 7.- Características químicas y técnicas FC y sus campos de aplicación.....	103
Tabla 8.- Características y desempeño PEMFC.....	104
Tabla 9.- Características y desempeño DMFC	107
Tabla 10.- Características y desempeño SOFC.....	110
Tabla 11.- Características y desempeño AFC.....	112
Tabla 12.- Características y desempeño MCFC.....	115
Tabla 13.- Características y desempeño PAFC.....	117
Tabla 14.- Relación para el modelado fotovoltaico	130
Tabla 15.- Cargas eléctricas de la vivienda	142
Tabla 16.- Distribución de cargas eléctricas de la vivienda para un día	143
Tabla 17.- Resumen consumo mensual vivienda unifamiliar - Sevilla	145
Tabla 18.- Hoja de cálculo para determinar las condiciones de la electrólisis de agua.....	147
Tabla 19.- Hoja de cálculo para determinar las condiciones de la electrólisis de conformado de etanol.....	147
Tabla 20.- Resultados de la simulación para acoplar el electrolizador de agua	159
Tabla 21.- Resultados de la simulación para acoplar el electrolizador de agua	164
Tabla 22.- Resultados de la simulación para acoplar el electrolizador de conformado de etanol	166
Tabla 23.- Resultados de la simulación para acoplar el electrolizador de conformado de etanol	170
Tabla 24.- Análisis de costes del sistema híbrido con electrólisis (a) convencional y (b) de conformado de etanol	192
Tabla 25.- Hoja de cálculo para calcular los perfiles diarios del sistema híbrido, Artículo.....	204
Tabla 26.- Resumen workspace de Matlab para el cálculo de perfiles diarios del sistema, Modelo híbrido	205
Tabla 27.- Veracidad de los modelos de simulación de estudio implementados	206
Tabla 28.- Datos recogidos de las simulaciones de los sistemas híbridos, EL agua y EL EtOH.	207
Tabla 29.- Resumen análisis de viabilidad para electrólisis convencional.....	212
Tabla 30.- Resumen análisis de viabilidad para electrólisis de conformado de etanol	215



1 CONTEXTO Y OBJETIVOS

1.1 Introducción

Durante el siglo XX, el paradigma energético dominante estaba enfocado en cubrir el exponencial incremento en la demanda de energía mediante la producción de grandes cantidades de energía de calidad, relegando a un papel secundario las posibles consecuencias sobre el planeta, en muchos casos desconocidas aún. Ese modelo de producción de energía a partir fundamentalmente de fuentes de energía no renovables derivó en un incremento igualmente exponencial de las emisiones de gases de efecto invernadero. Entre ellos dos tercios del total de las emisiones de CO₂ se deben a la quema de combustibles fósiles, según la Agencia Europea de Medio Ambiente, que suponen una grave amenaza para la salud del planeta y de toda la humanidad.

El CO₂ es el mayor contribuyente al cambio climático y las sociedades contemporáneas son conscientes del momento clave en el que nos encontramos. Para frenar el calentamiento del planeta deben tomarse acciones urgentes que permitan reducir estas emisiones de manera drástica, por ello los esfuerzos para luchar contra el cambio climático tienen en su centro al sector energético, y ello implica la sustitución de combustibles fósiles por energías renovables (energías descarbonizadas) y la formulación de políticas medioambientales dentro del sector. La transición de energías contaminantes a un sistema sostenible es un proceso lento y gradual que comenzó hace años y aún tiene mucho camino que recorrer.

Las nuevas políticas ambientales impulsadas desde los países más avanzados reflejan la preocupación y compromiso de los organismos por desarrollar un sistema energético más sostenible y menos intensivo en carbono e ir evolucionando hasta alcanzar un sistema en el que toda la energía utilizada sea 100% renovable, aunque reconociendo que el mayor esfuerzo debe venir de los países más avanzados económicamente, principales culpables de la situación actual, sin coartar el derecho de otros países menos avanzados a mejorar sus economías. Son muchos los cambios que se esperan en los años venideros y afectarán decisivamente a la configuración energética futura de muchos países.

El hidrógeno presenta aparentemente un gran potencial para la reducción de emisiones ya que es un vector de energía versátil que puede producirse a partir de una gran cantidad de recursos energéticos, no produce emisiones directas de contaminantes y ofrece formas de descarbonizar diversos sectores a la vez que mejora la calidad del aire y la seguridad energética. A esto hay que unir la fenomenal apuesta política por la investigación asociada al hidrógeno realizada por la Unión Europea.

Entre las diferentes aplicaciones del hidrógeno, el interés por el hidrógeno electrolítico está creciendo notablemente, en parte debido a la reducción de costos de la generación fotovoltaica y eólica, y se considera una opción prometedora como sistema de almacenamiento de energía que permitiría adaptar las variabilidad de la generación renovable y del consumo eléctrico asegurando los requerimientos energéticos de los consumidores y conformando un sistema sostenible con un menor impacto medioambiental.

1.2 Objetivo y alcance

En este proyecto se establece como objetivo el desarrollo de un modelo que permita caracterizar el funcionamiento de un sistema acoplado de placas fotovoltaicas y electrolizadores, que en combinación con un depósito de H₂ y una pila de combustible permita de manera fiable predecir las prestaciones de este tipo de sistemas en edificaciones residenciales aisladas. El modelo se evaluará con datos meteorológicos de un año en Sevilla. El modelo utilizará las características eléctricas de los componentes seleccionados para el estudio y mediante balances energéticos calculará la eficiencia del sistema, en términos de niveles de energía almacenada y requerimientos de carga.

El modelado del sistema se ha realizado haciendo uso del software “Matlab” y su módulo gráfico “Simulink” añadiendo a la instalación fotovoltaica un electrolizador, un sistema de almacenamiento de H₂ y una pila de combustible y tomando los datos de un año meteorológico tipo de la zona donde queda situada la vivienda (Sevilla, España) y la demanda media de carga anual de la vivienda de estudio.

Cabe señalar que el objeto del proyecto es analizar el acoplamiento directo de PV y EL de los sistemas híbridos, por tanto, no se entrará en detalles de toda la topología eléctrica del sistema, por ello se han investigado los subsistemas electrolíticos de agua convencional y reformado electroquímico de etanol, en busca del mejor compromiso entre tensión mínima y tamaño de los electrolizadores.

Un último objetivo será el análisis de la viabilidad económica de la implementación de sistemas híbridos PV-H₂.



2 TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.

ESTADO DEL ARTE.

2.1 Introducción. Pandemia y panorama energético global.

El uso y explotación de las diversas fuentes de energía disponibles en la tierra ha permitido el desarrollo de las sociedades modernas, pero como contrapartida es responsable de la emisión de gran cantidad de contaminantes perjudiciales para el planeta, que entre otros efectos provoca un deterioro de la calidad del aire que respiramos.

El panorama energético se ha visto afectado en los últimos tiempos debido a la crisis provocada por la pandemia global de Covid-19. Como resultado de la crisis las emisiones globales de CO₂ han disminuido un 8%, casi 2,6 millones de toneladas [1], sin duda una caída sin precedentes tal y como puede observarse en los registros históricos, Ilustración 1. Este descenso de las cantidades producidas de dióxido de carbono es seis veces mayor al descenso récord de 0,4 millones de toneladas provocado en 2009 por la crisis financiera mundial y casi duplica la suma de todas las reducciones anteriores desde el final de la Segunda Guerra Mundial.

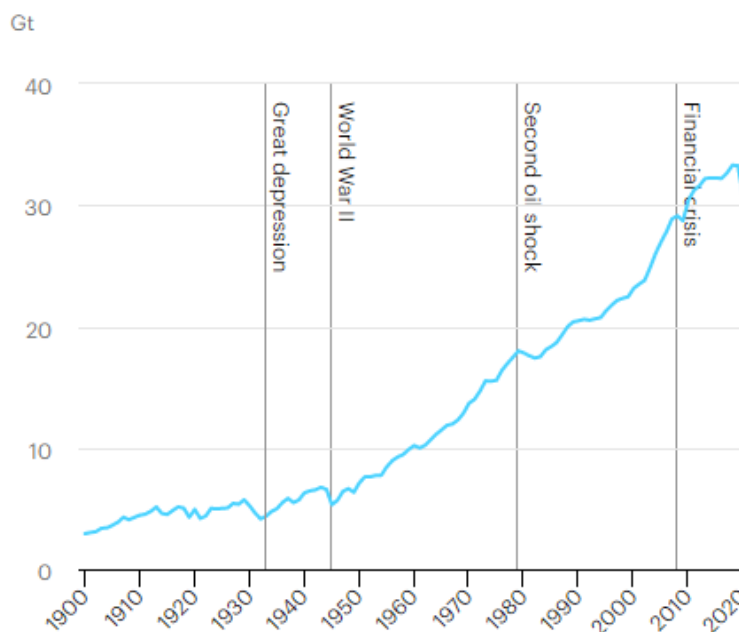


Ilustración 1.- IEA, Emisiones globales de CO₂ relacionadas con la energía, 1900-2020, IEA, París

Las estadísticas muestran que el repunte de las emisiones tras la disminución de estas puede llegar a ser superior [1], por ello es necesario que la inversión para reactivar la economía esté basada en el compromiso por alcanzar un desarrollo sostenible.

Actualmente la lucha contra el cambio climático está a la orden del día y es un asunto primordial para tener en cuenta a la hora de establecer políticas energéticas. La UE y todos sus Estados miembros firmaron el Acuerdo de París, Noviembre de 2016, y están firmemente comprometidos con su aplicación.

El 17 de Diciembre de 2020, el Consejo presentó a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) la comunicación sobre la contribución de la UE y sus Estados miembros a nivel nacional (CDN) donde se recoge el objetivo de reducción de las emisiones de efecto invernadero al menos un 55% respecto a los niveles de 1990 de aquí a 2030.

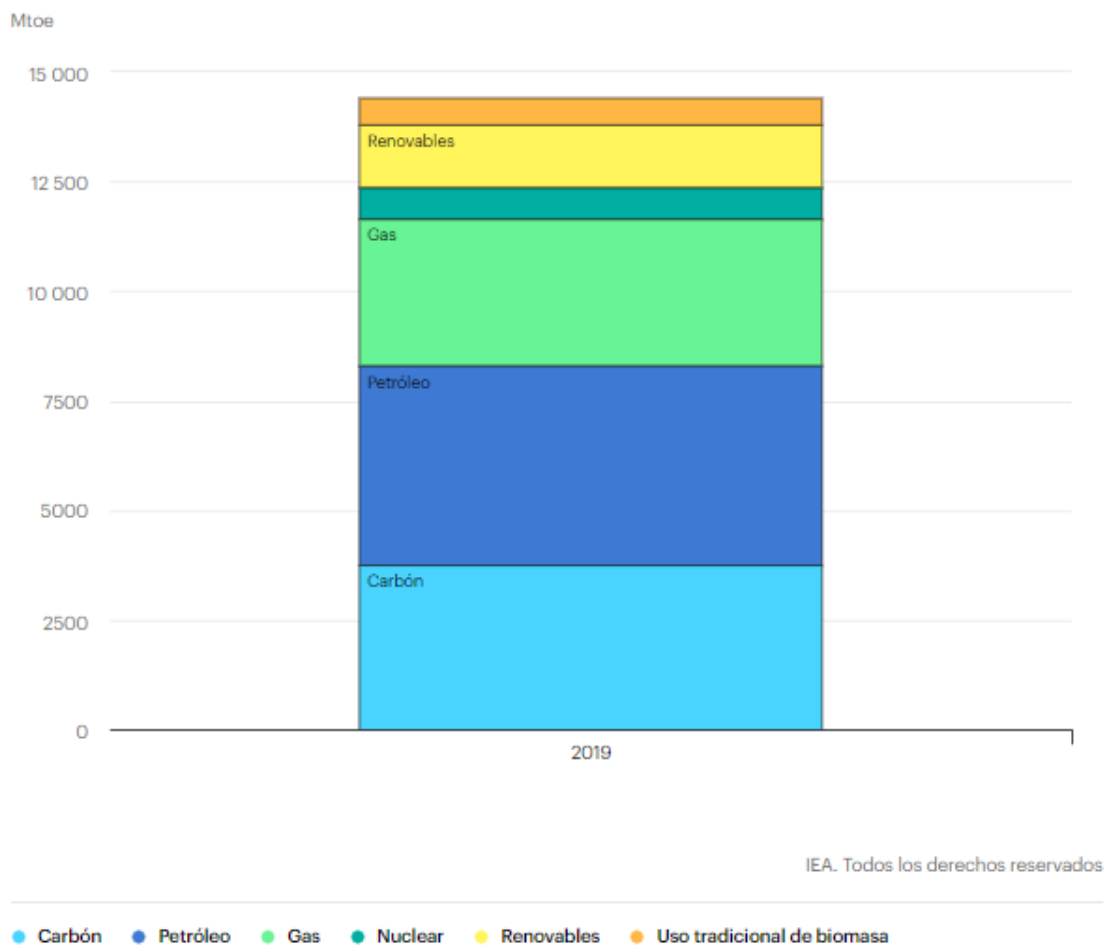


Ilustración 2.- IEA, Demanda global total de energía primaria por combustible, 2019, IEA, París

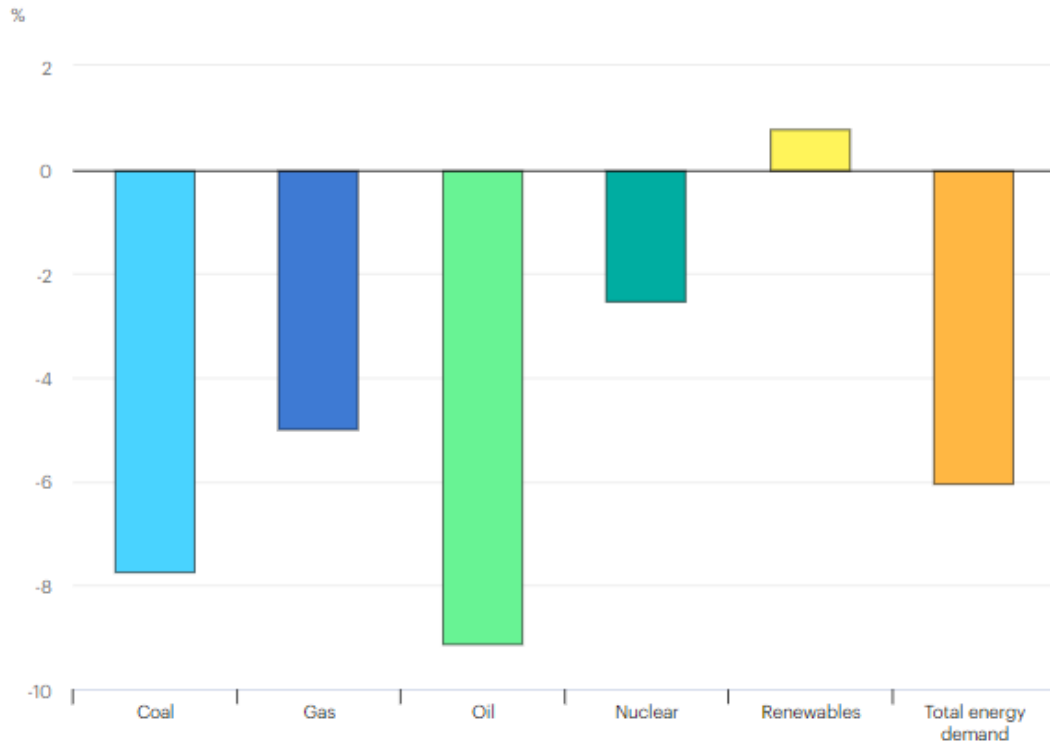


Ilustración 3.- IEA, Cambio en la demanda de energía primaria por combustible en 2020 en relación a 2019, IEA, París

Como se puede observar en la Ilustración 2 la demanda de energía primaria por combustible está sufriendo un importante descenso, esto está directamente relacionado con las restricciones impuestas en la lucha contra la pandemia [1]. El confinamiento ha supuesto la reducción promedio de aproximadamente un 25% en la demanda de energía para bloqueos totales y en torno al 18% en bloqueos parciales. Como consecuencia todos los combustibles se verán en mayor o menor medida afectados [1], siendo la demanda de petróleo la que muestra una caída más acentuada en el primer trimestre de 2020, esta situación deriva de las restricciones de movimiento ya que aproximadamente el 60% de este recurso es destinado al transporte y las proyecciones de este recurso no son nada favorables para el año 2021.

A su vez, el carbón como recurso energético tiene una proyección de descenso en la demanda de un 7,7% en comparación con los datos recopilados en el año 2019, Ilustración 3, esta gran caída en la demanda se debe en gran parte a las repercusiones de la crisis económica en China, puesto que su economía se basa en el carbón, junto con el crecimiento continuo de las energías

renovables. El uso de gas como recurso energético refleja una fuerte caída en la demanda de un 5% frente al año 2019, debido a la reducción de la demanda en aplicaciones industriales, y la demanda de energía nuclear se verá reducida debido al descenso en la demanda de electricidad puesto que las operaciones comerciales e industriales se están viendo reducidas. La proyección que ofrece la IEA para final del año 2020 es que la demanda caiga un 2,5% respecto al año previo.

La única fuente de energía que registró un crecimiento en la demanda en el año 2020 fueron las energías renovables puesto que su producción no se ve en gran medida afectada por la demanda, además la bajada de los costos operativos de este recurso proyecta un aumento en la demanda futura del mismo. Este crecimiento en la demanda de energías sostenibles explica la reducción tan elevada de la emisión de CO₂, debida a la disminución de la demanda que trae consigo la reducción en el consumo de carbón, petróleo y gas natural, es decir combustibles con una alta tasa de producción de este gas de efecto invernadero.

Esta crisis dejará un impacto en el sector energético que se resentirá en años posteriores. La incertidumbre sobre la duración de la pandemia y los impactos socioeconómicos que conlleva, junto con los datos más recientes del mercado de la energía, llevan a la Agencia Internacional de la Energía a considerar en el informe WEO (World Energy Outlook) 2020 diferentes alternativas posibles para el futuro energético [1]:

- Escenario STEPS. En el escenario de políticas declaradas (STEPS) donde se supone que el Covid-19 se termina de controlar gradualmente en 2021 y la economía retoma los valores previos a la crisis.

- Escenario DRS. En el escenario de Recuperación Demorada (DRS), los supuestos de esta política se basan en los mismos fundamentos que la política STEPS, pero en este caso la recuperación de la economía a los niveles previos a la crisis se prolonga causando mayores daños socioeconómicos retrasando la recuperación de la economía hasta el 2023.

-Escenario SDS. En el escenario de Desarrollo Sostenible (SDS) la recuperación del sistema energético se basa en el aumento de políticas e inversiones de energía limpia alcanzando los objetivos de energía sostenible, este escenario es necesario para la reducción de contaminantes de forma drástica y la definición de políticas para el desarrollo de la economía energética mundial tomando siempre como precedente el impacto ambiental que estas conlleven.

- Escenario NZE2050. Una alternativa novedosa es el caso de emisiones netas cero con proyección en 2050 (NZE2050), este escenario amplía los objetivos del escenario de Desarrollo Sostenible buscando la eliminación total de las emisiones. En el caso de aplicarse la política de SDS la obtención de emisiones netas cero estaría estimada para el año 2070 mientras que el NZE2050 recoge en primer modelo donde se detallan las medidas necesarias para eliminar las emisiones globales de CO₂ en torno al año 2050.

En la Ilustración 4 se observa la variación que se conseguiría en los años venideros en función del escenario energético, donde destaca la caída de la curva y con ello la disminución de las emisiones de CO₂ si se sigue una política basada en energía limpia (escenario SDS).

Y en la Ilustración 5 podemos observar la variación en la demanda de energía primaria por combustibles con previsión en el año 2030 en función del escenario energético [1]. En este gráfico de barras se observa una elevada variación en la demanda mundial de energía renovable para el año 2030 respecto a los datos registrados en 2019, en aquellos escenarios basados en energía limpia (SDS y NZE2050).

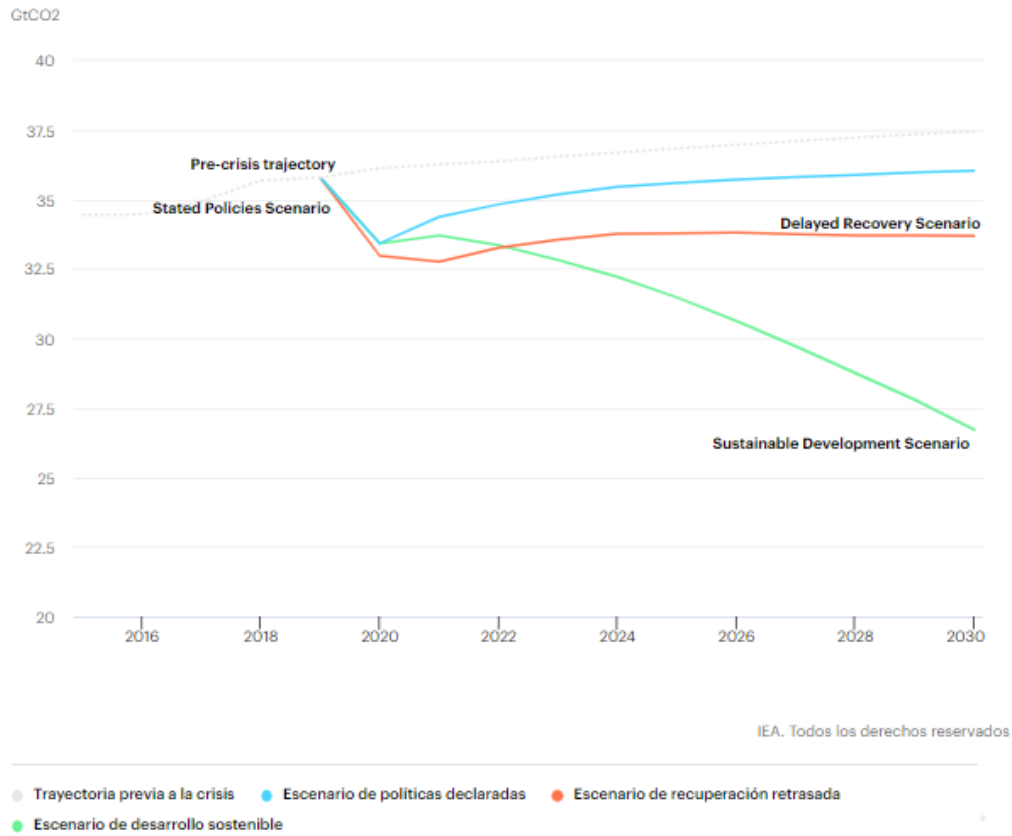


Ilustración 4.- IEA, Emisiones de CO2 del sector energético por trayectoria de recuperación, IEA, París

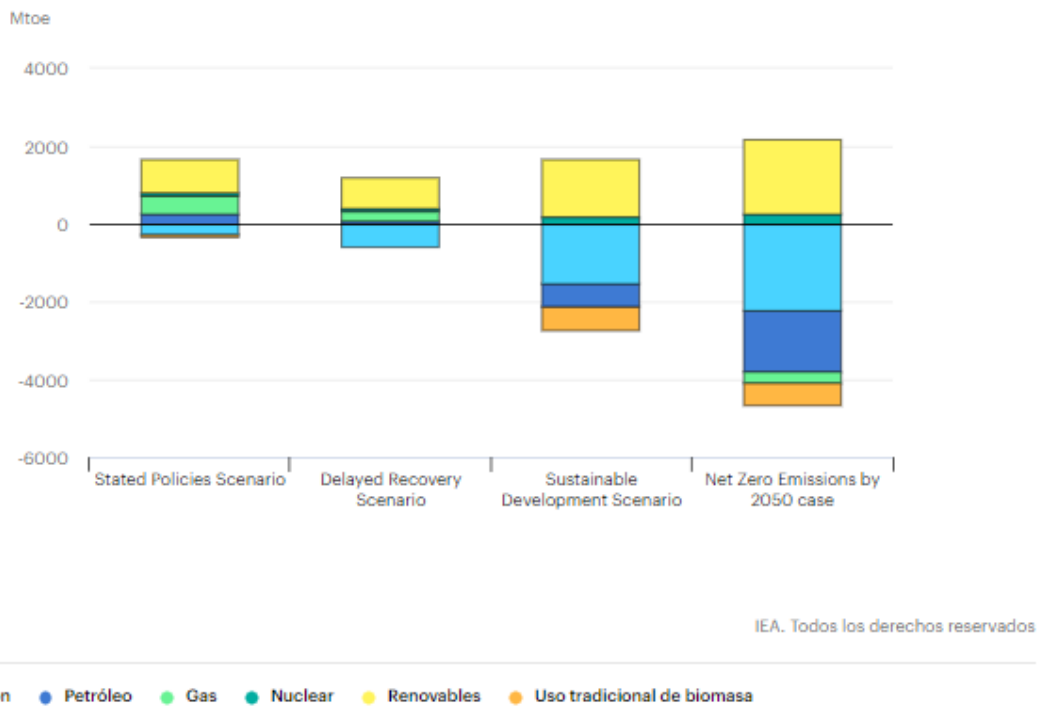


Ilustración 5.- IEA, Cambio en la demanda mundial de energía primaria por combustible y escenario, 2030 en relación a 2019, IEA, París

En el año 2019 se instalaron 115 GW de nueva capacidad fotovoltaica superando en torno a un 12% a la capacidad instalada en el 2018, año en el que la potencia instalada fueron 103 GW [2]. El aumento de la potencia instalada se explica por el crecimiento significativo de la participación de todos los continentes. Este crecimiento ha compensado la desaceleración en China, líder del mercado global, cuya potencia instalada ha bajado a 30 GW, en comparación con los 43 GW instalados en el 2018 y 53GW en el 2017.

La segunda potencia mundial detrás de China es la Unión Europea, seguido por India y Japón.

Analizando el acumulado de la potencia fotovoltaica mundial tenemos que en 2019 se registró una cifra de 627 GW instalados en el mundo donde China continúa con el liderazgo con 204,7 GW instalados [2].

Si pasamos a analizar la evolución del sector fotovoltaico en la Unión Europea (UE) tenemos que en el año 2019[2] la capacidad instalada fue de 16,7GW y superó más del doble de la capacidad instalada en el año 2018 (8,2GW). Este es el crecimiento más intenso que se ha registrado de la energía fotovoltaica en la UE desde 2010, cuando el mercado creció considerablemente con el primer boom solar europeo llegando a alcanzar los 13,4GW.

El principal impulsor del crecimiento de la energía fotovoltaica en la UE fue España, poseyendo el mayor mercado fotovoltaico de Europa en 2019 con 4,7 GW instalados, obteniendo de este modo la posición de liderazgo en Europa. Esta cifra citada con anterioridad supone un récord en la potencia instalada en España. El segundo mayor mercado fotovoltaico de la UE en 2019 fue Alemania con alrededor de 4 GW de potencia instalada, creciendo un 35% respecto a la potencia instalada en el 2018 (2,9 GW) [2]. La principal fuerza que impulsó el crecimiento de estas cifras fueron las tarifas y primas para la instalación de autoconsumo en sistemas comerciales.

Además de estos principales mercados, el crecimiento de la fotovoltaica en Europa en el año 2019 se apoya en el aumento de la participación de 26 países miembros con respecto al año anterior. En la Ilustración 6 se representa la potencia fotovoltaica anual instalada por países en la Unión Europea [3], donde

se reflejan los datos comentados previamente alcanzando los 16 GW de potencia instalada en el 2020.

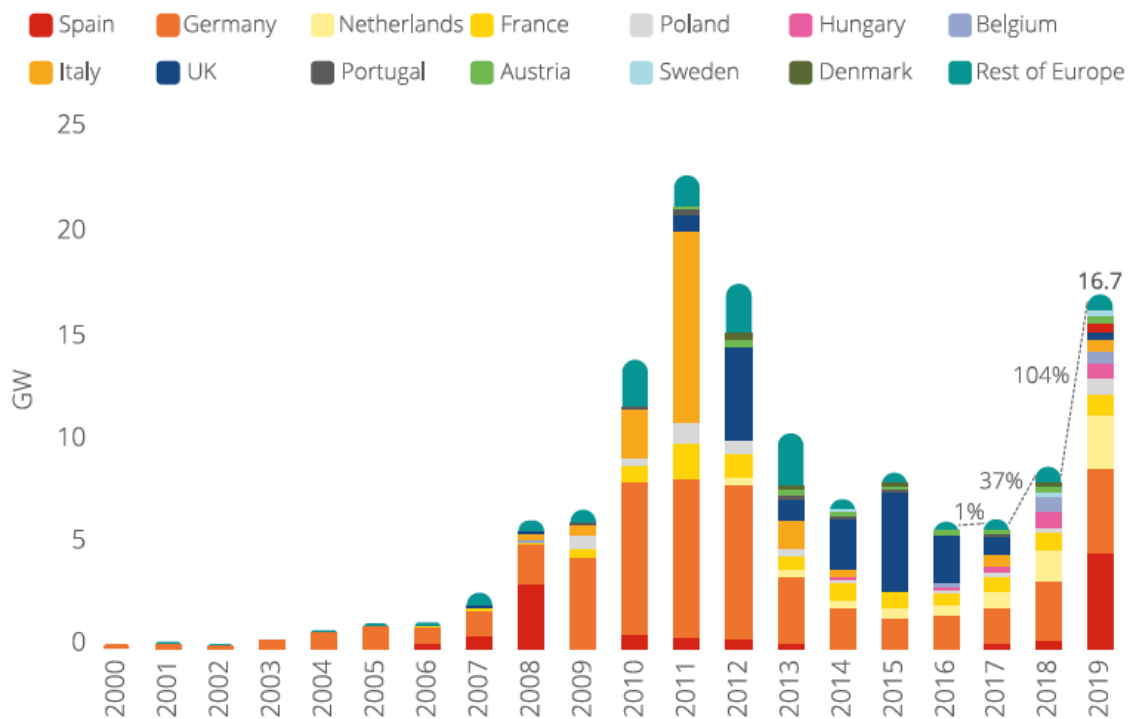


Ilustración 6.- UNEF (2020) Potencia Fotovoltaica Instalada Anual en la Unión Europea

Si consideramos la acumulación de potencia instalada durante los últimos 19 años tenemos que España se ha situado en el Top 5 de países con mayor uso de energía solar fotovoltaica de la UE detrás de Alemania, Italia y Reino Unido. La energía generada por las plantas fotovoltaicas en 2019 superó por primera vez los 9000 GWh en España.

En la Ilustración 7 se representa la energía solar fotovoltaica generada en España[3] en los últimos años según datos recopilados de Red Eléctrica Española. Castilla La Mancha, Andalucía y Extremadura acumulan en torno al 50% de la potencia fotovoltaica instalada y en términos de generación de electricidad el conjunto de estas comunidades representó un 79% del total de la electricidad generada en España en el año 2019.

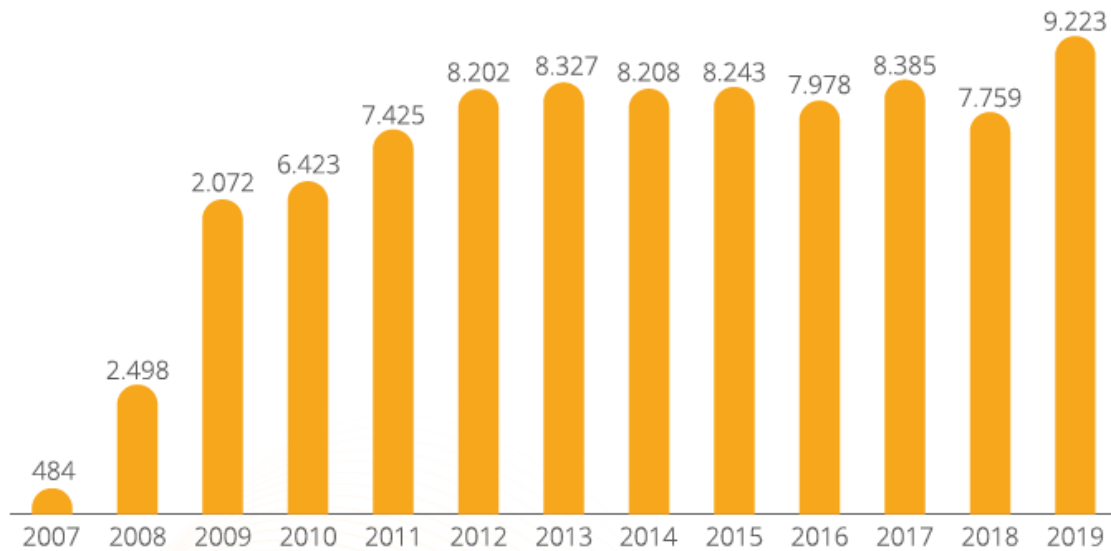


Ilustración 7.- UNEF (2020) Energía Solar Fotovoltaica Generada (GWh)

Las energías renovables mantienen un crecimiento sostenido dentro del sector de la generación de energía, con tasas de crecimiento elevadas en el año 2019, 6,5% respecto al año anterior (casi 440 TWh) [4]. El año 2020 la situación derivada por la crisis del Covid-19 está frenando temporalmente la instalación de nueva potencia renovable, retrasando nuevas instalaciones de energía renovable debido al escenario actual de crisis socioeconómica, provocando que por primera vez en 20 años la tendencia de esta fuente de generación de electricidad sea negativa. Pero se espera que el crecimiento de las renovables vuelva a resurgir en el año 2021 gracias a las políticas de apoyo y el descenso en los costes de la generación de electricidad a partir de esta tecnología, puesto que en la mayor parte de los países comienza a ser más económico que las alternativas y por tanto el atractivo económico podría llevar a una rápida expansión en los años venideros.

Las plantas con tecnología solar fotovoltaica presentaron el segundo mayor incremento porcentual de energía generada en 2019 de entre las tecnologías renovables alcanzando un crecimiento del 22% hasta 131 TWh [5], solo ligeramente superada por la tecnología eólica.

En el escenario de Desarrollo Sostenible (SDS) presentado por la IEA [5], que asume que los estados implantarán políticas e incentivos a inversiones de energía limpia para alcanzar energía sostenible, se proyectan unos valores de energía generada para 2025 y 2030 que suponen un crecimiento anual promedio de esta tecnología en un 15% entre el 2019 y 2030, es decir pasar de 720 TWh en 2019 a casi 3300 TWh en 2030 tal y como se observa en la Ilustración 8.

Los valores actuales de energía generada por tecnologías fotovoltaicas están en el buen camino para alcanzar los valores previstos, pero se requiere una continuación del desarrollo de la tecnología y un aumento de la competitividad para lograr los datos previstos por la IEA.

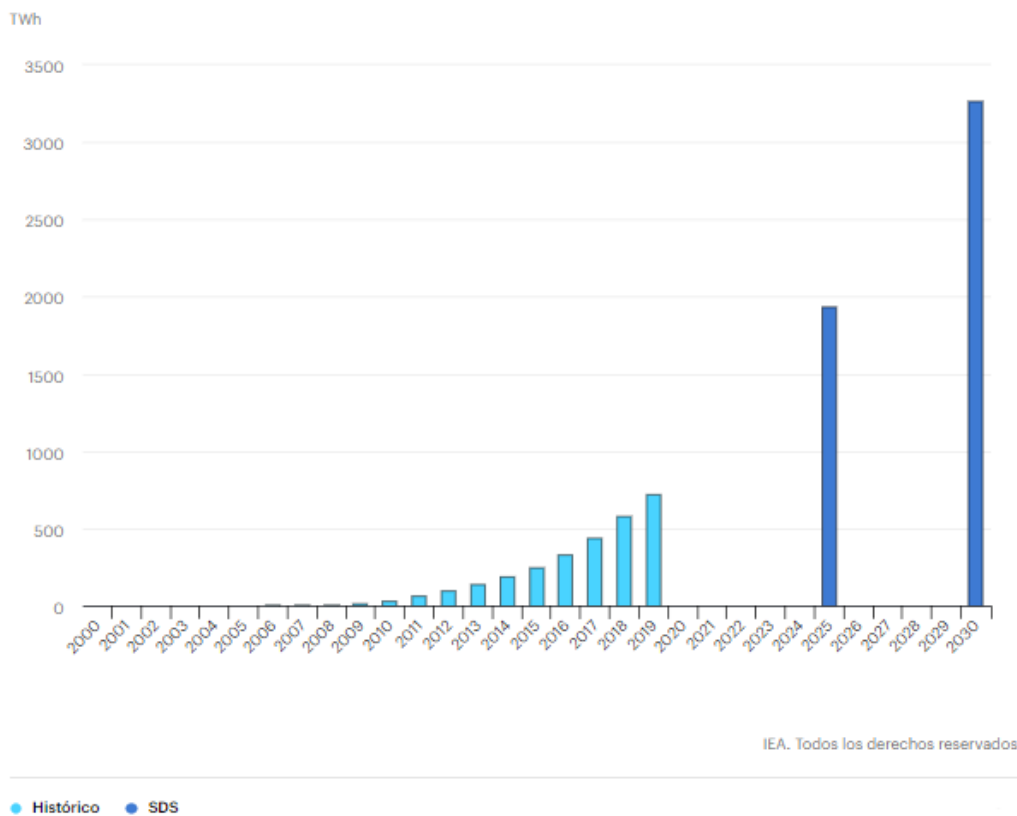


Ilustración 8.- IEA, Generación de energía solar fotovoltaica en el escenario de desarrollo sostenible, 2000-2030, IEA, París

2.2 Evolución de la tecnología solar fotovoltaica

La apuesta por las energías renovables con la finalidad de reducir el uso de combustibles fósiles, especialmente contaminantes, tiene una tendencia creciente motivada por diversos factores como la reducción de sus costes, su rápido progreso tecnológico, la expansión del mercado de autoconsumo en determinados países, la concienciación en temas ecológicos y de sostenibilidad de las sociedades contemporáneas.

La energía solar fotovoltaica presenta uno de las mayores ratios de crecimiento anual dentro de las tecnologías de generación de energía de fuentes renovables. Una revisión de las publicaciones científicas de los últimos años permite detectar la efervescencia de este tema en la comunidad científica.

Las dos vías más significativas de desarrollo de la tecnología [6] detectadas en la literatura son el uso de nuevos materiales (perovskita, etc.) y el incremento de la eficiencia de paneles de materiales ya comerciales silicio monocristalino y policristalino y lámina delgada.

Por otro lado, los fabricantes de paneles tienen abiertos continuos proyectos de investigación que buscan como objetivo la reducción de los costes de fabricación.

Los módulos fotovoltaicos están compuestos de elementos de menor dimensión denominados células o celdas fotovoltaicas, y el principio de funcionamiento de la energía fotovoltaica es el denominado efecto fotoeléctrico que consiste en la conversión de la energía lumínica, es decir los rayos de sol que inciden sobre el módulo, en energía eléctrica al interactuar con un material conductor o semiconductor. Las células fotovoltaicas pueden fabricarse con diversos materiales y como consecuencia las células tendrán características particulares que afectarán a las prestaciones de los módulos en términos de rendimiento y temperatura máxima de trabajo.

En la Ilustración 9 se representa un gráfico publicado por el NREL (National Renewable Energy Laboratory, EE. UU.) donde se representa el desarrollo cronológico de las diferentes tecnologías de células fotovoltaicas desde su presentación científica hasta el año 2021 [6], donde algunas de ellas ya se encontraban en una fase de madurez y disponibles en el mercado.

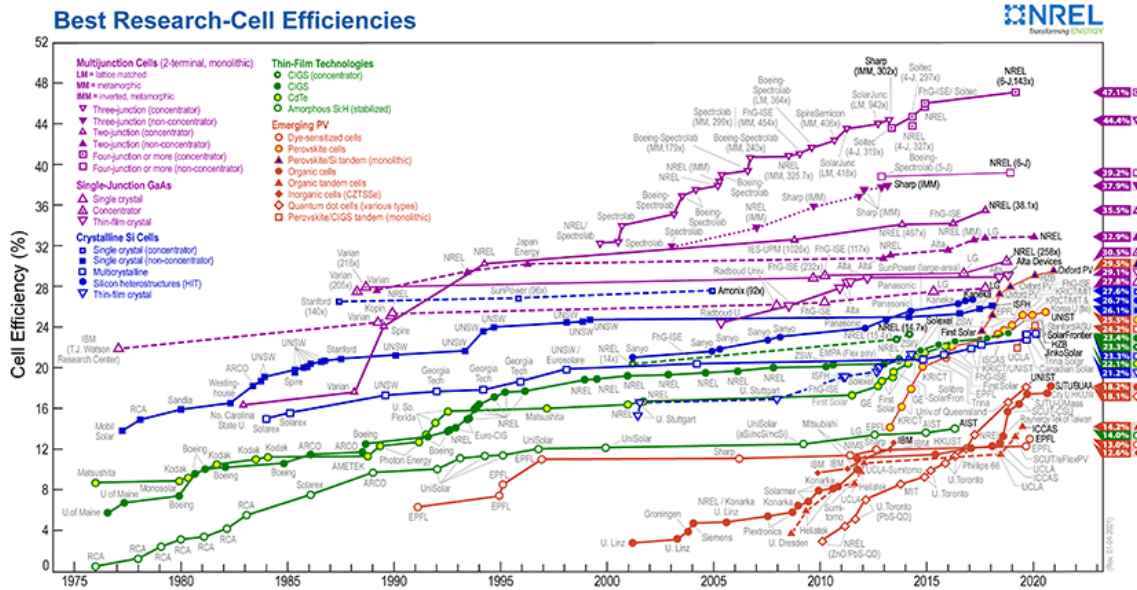


Ilustración 9.- NREL, Mejores investigaciones de la eficiencia de las células fotovoltaicas, 2019

Los dispositivos incluidos en este cuadro del estado actual de la técnica tienen eficiencias que son confirmadas por laboratorios de pruebas independientes y reconocidos, por ejemplo, NREL, AIST, JRC-ESTI y Fraunhofer-ISE, y se informan de manera estandarizada.

En el gráfico de la Ilustración 9 se clasifican los resultados de eficiencia de las células mediante una clasificación de familias de semiconductores: células multifunción, de arseniuro de galio de unión simple, de silicio cristalino, tecnologías de película delgada y tecnologías emergentes. Y existe una subdivisión de las diferentes familias que se diferencian a partir de símbolos y colores.

Para mostrar la tecnología reciente que aporta mayor eficiencia a los módulos dentro de cada familia se destaca en una etiqueta en el borde derecho de la gráfica, donde aparece el porcentaje de eficiencia y el color de la familia y el símbolo de la tecnología.

El récord mundial más reciente para cada tecnología se destaca a lo largo del borde derecho en una bandera que contiene la eficiencia y el símbolo de la tecnología. La empresa o grupo que fabricó el dispositivo para cada registro más reciente aparece en negrita en el gráfico.

El Silicio es sin duda el material más utilizado para la fabricación de células fotovoltaicas debido a sus valores de eficiencia y la abundancia del material en la corteza terrestre. Actualmente se están llevando a cabo investigaciones con otros materiales fotosensibles, entre los que se destacan el Cobre, el dióxido de Titanio y la perovskita[7]. Entre estos materiales con potencial existen ciertas limitaciones como por ejemplo en el Cu se requieren temperaturas muy elevadas para la obtención de una buena eficiencia, mientras que el dióxido de Titanio y la perovskita pueden ser moldeadas a bajas temperaturas, lo que facilita su manipulación. Por otra parte, tienen conductividades muy dispares, mientras que el dióxido de Titanio tiene conductividad eléctrica reducida la perovskita tiene un nivel alto y el Cu aún más elevado, esto significa que la eficiencia de las celdas fotovoltaicas de cobre se ve positivamente influenciada por este fenómeno, por ello parecería ser el material con futuro más prometedor, sin embargo, se tienen que considerar múltiples factores como puede ser la facilidad de implementación a nivel industrial.

En el gráfico de la Ilustración 10 se observa qué porcentaje de la producción anual global de electricidad se genera utilizando diferentes tecnologías PV existentes[7] y cómo esta tendencia ha variado durante los años hasta llegar a la situación actual donde la tecnología más utilizada en las células fotovoltaicas es el Silicio monocristalino. Para el año 2019 un 65% de la generación de electricidad a partir de paneles fotovoltaicos se realizó utilizando este material, el 30% deriva del silicio policristalino y el restante se ha producido mediante materiales Thin Film.

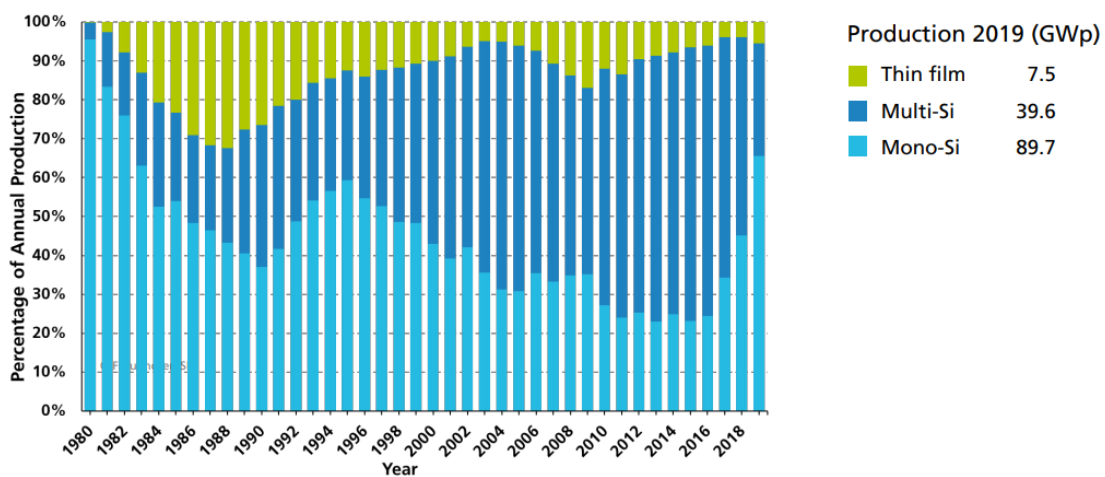


Ilustración 10.- PSE Projects GmbH, Porcentaje de la producción anual global, 2020

El Silicio monocristalino presenta una estructura completamente ordenada, dicho comportamiento uniforme lo convierte en un buen conductor y por tanto los paneles que usan esta tecnología son más eficientes, permitiendo que se alcancen mayores valores de potencia con la misma superficie ocupada. Además, a nivel operativo la vida útil de los paneles es mayor que la de aquellos que usan Silicio multicristalino. En contrapartida, el proceso de calentamiento es más lento, al igual que su fabricación, que además implica alto coste energético.

Las placas de silicio multicristalino tienen una fabricación más rápida y económica, y un proceso de calentamiento más rápido, sin embargo, los enlaces irregulares de las fronteras cristalinas disminuyen el rendimiento de la célula, minorando la eficiencia de estas placas frente a las monocristalinas.

En la Ilustración 11 se observa la variación de la tendencia anual en la producción de electricidad a partir del sol mediante diferentes tecnologías existentes[8], pudiendo comprobar que el Silicio es sin duda el material más utilizado para este tipo de aplicaciones debido a los valores de eficiencia que se alcanzan y al alto contenido de este material en la corteza terrestre.

Gracias a la base de datos de IRENA (International Renewable Energy Agency) y al seguimiento del progreso para acelerar la implantación de la solar fotovoltaica con el fin de cumplir los objetivos climáticos de París las previsiones[8], podemos observar en la Ilustración 11 la situación actual y futura de la energía solar fotovoltaica (FV).

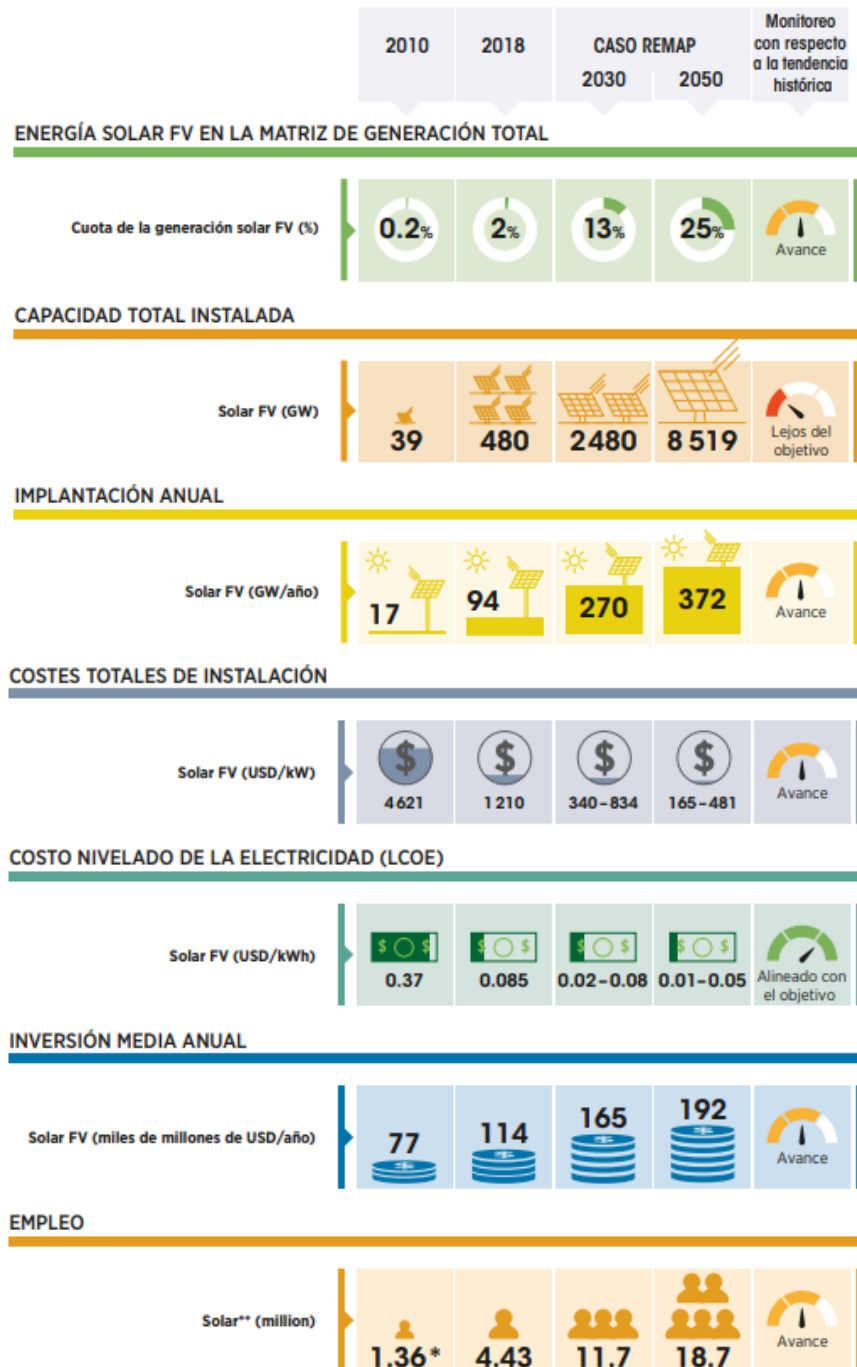


Ilustración 11.- IRENA, El futuro de la energía solar fotovoltaica, 2019

2.3 Instalaciones de energía solar fotovoltaica

Las instalaciones fotovoltaicas pueden utilizarse en generación de electricidad a gran escala o en escalas más pequeñas en busca de un modelo de generación distribuida donde se tiende a la generación en instalaciones de baja potencia, pero cercanas al punto de consumo, reduciendo de esta forma los costes de distribución.

Una de las fortalezas de esta fuente de energía es la capacidad para brindar acceso a la electricidad a aquellas personas que no viven cerca de líneas de transmisión de electricidad de manera limpia, mediante la alimentación de electricidad a mini redes o mediante instalaciones totalmente independientes de la red eléctrica, es decir, instalaciones aisladas, donde se utiliza la totalidad de la energía lumínica junto con dispositivos de almacenamiento de energía para abastecer los requerimientos de carga, las instalaciones de aisladas se implementan particularmente en aquellos países con excelentes recursos de energía solar. Otra posible fuente de alimentación para viviendas aisladas sería el uso de un grupo electrógeno, sin embargo, se precisa utilizar combustible contaminante para la obtención de la energía.

La fuente de energía solar encuentra su oportunidad en el descenso que actualmente está sucediendo en los costos de las tecnologías de módulos fotovoltaicos, gracias a la reducción de costos la aplicación de energía solar fotovoltaica permite generar electricidad de la forma más económica. A este hecho se añade que los módulos de Silicio tienen un ritmo de degradación muy bajo superando hasta los 30 años de vida útil.

En la Ilustración 12 se ha representado el coste nivelado de la electricidad (LCOE) medio de las plantas construidas en España entre los años 2010 y 2019 [9], es decir, el coste medio estimado de la energía producida en estas instalaciones. Como se observa en la gráfica, el descenso es muy acentuado en los primeros años y tiende a estabilizarse en los últimos.

Weighted-average LCOE of newly commissioned utility-scale solar PV projects by country, 2010-2019

Hover over data point for the raw values

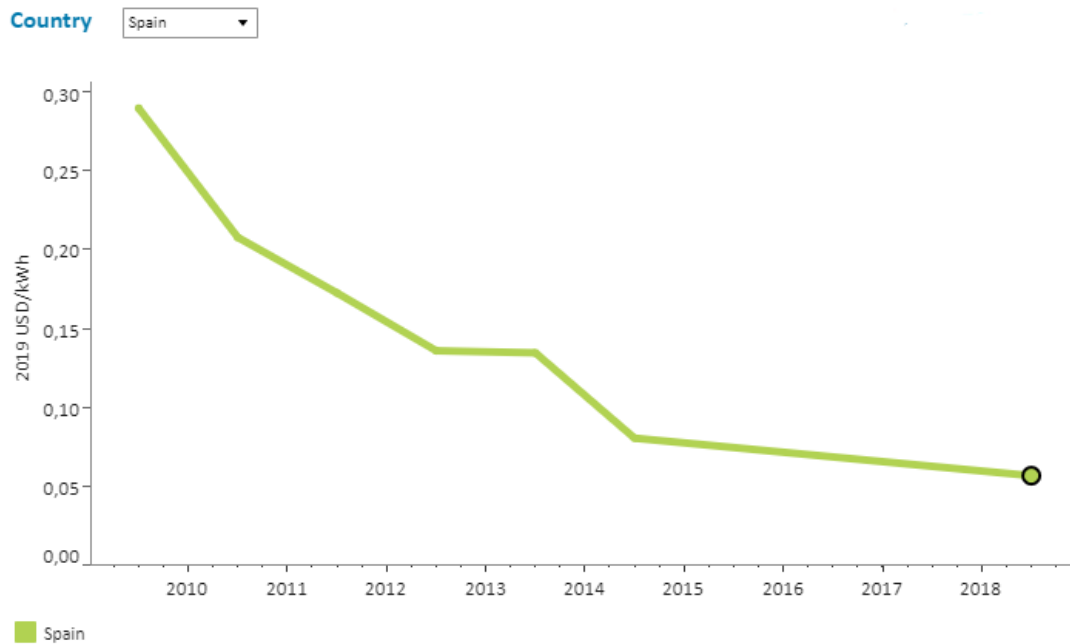


Ilustración 12.- LCOE medio ponderado de proyectos fotovoltaicos solares en España, 2010-2019

Con el uso de la energía solar se promueve la transformación energética basada en el uso de energía limpia y sostenible y la lucha contra las emisiones que están causando un grave daño ambiental en nuestro planeta, es decir es una oportunidad para cumplir los objetivos climáticos internacionales y al mismo tiempo impulsar el crecimiento económico. Esta fuente de energía junto con otras fuentes renovables como son la energía eólica o la energía mareomotriz, juegan un papel importante en la reducción del uso de energía de combustibles fósiles y emisiones contaminantes[10], como son el carbón, el petróleo o el gas natural.

Una de las debilidades de esta fuente de energía es su impacto medioambiental cuando se trata de instalaciones de gran potencia que requieren de amplias extensiones de terreno.

Por otro lado, la dependencia con las condiciones meteorológicas y su variabilidad es una de las mayores amenazas de la tecnología de generación a partir de recurso solar o eólico. El desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía a gran escala y de alta eficiencia que permitan un diferimiento temporal significativo entre la carga y la descarga de energía aparece como un elemento clave para este tipo de instalaciones.

La producción de electricidad en los paneles fotovoltaicos que componen este tipo de plantas está estrechamente ligada a la radiación del sol, pero también a la temperatura de operación de las células. Para obtener la producción máxima de electricidad las células deben estar a una temperatura de operación de 25°C, por lo que al fluctuar la temperatura continuamente aparece una pérdida de potencia que se estima en un 0,5% por cada grado de diferencia.

2.4 Clasificación de instalaciones fotovoltaicas

Las instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en dos grupos generales [11], por un lado, tenemos las instalaciones aisladas, orientadas fundamentalmente al autoconsumo en zonas aisladas o alejadas de las redes de distribución eléctrica, y las instalaciones conectadas a la red, orientadas a la venta y/o autoconsumo de energía eléctrica. El autoconsumo consiste en usar la energía que genera la instalación fotovoltaica para consumo propio. Esta es por ello una alternativa respetuosa con el medio ambiente que contribuye a reducir las emisiones de gases perjudiciales para el planeta.

El uso de energía fotovoltaica incide positivamente en la independencia energética de aquellos países energéticamente dependientes. Por otro lado, los avances en la tecnología de placas fotovoltaicas han permitido alcanzar mejoras muy significativas en los últimos años respecto a la eficiencia y rentabilidad de estas instalaciones. En concreto el coste de los módulos fotovoltaicos ha descendido más del 70% respecto a la década pasada [9].

A través de una instalación de energía renovable, el consumidor genera y consume su propia energía eléctrica al mismo tiempo que contribuye a reducir el consumo de fuentes de energía no renovables, la emisión de gases nocivos para el planeta, así como mejorar la calidad del aire en el entorno.

El autoconsumo brinda una amplia independencia energética y contribuye al desarrollo tecnológico y a la innovación. Incluso cuando la producción no permite la desconexión de las redes convencionales, llevará asociada una reducción de los precios finales de la energía, que permitirá amortizar la inversión en la instalación directamente mediante ahorros en la factura de suministro eléctrico.

2.4.1 Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas

Las instalaciones aisladas son instalaciones de autoconsumo donde la energía eléctrica disponible proviene únicamente de los módulos fotovoltaicos, es decir, es una instalación aislada de la red eléctrica[11]. Este tipo de instalaciones requieren de baterías o acumuladores para almacenar los excedentes de energía producidos durante las horas de sol que garantice el

suministro cuando los módulos fotovoltaicos no están generando energía eléctrica.

El diseño de la instalación se realiza para que la energía eléctrica generada y la capacidad de almacenamiento permitan estar algunos días sin recibir radiación solar. Este condicionante es fundamental en el dimensionamiento de la instalación y va a influir directamente sobre el tamaño y el costo de la instalación.

En la actualidad son numerosas las investigaciones y el desarrollo de tecnologías tanto para la mejora de las baterías electroquímicas como en busca de alternativas a esta, por ser dispositivos con una reducida vida útil.

Entre las alternativas en estudio se encuentra el almacenamiento de energía basado en la conversión de la energía eléctrica a H_2 mediante un electrolizador, seguido de un dispositivo de almacenamiento del H_2 y una pila de combustible que revertirá el proceso para abastecer la electricidad necesaria en horas de no generación de los módulos fotovoltaicos.

Una de las ventajas más destacables de las instalaciones fotovoltaicas aisladas es que permiten un fácil acceso a la electricidad en edificaciones situadas en zonas rurales.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas permiten además su hibridación con otras tecnologías de generación de origen renovable como la eólica, o con sistemas de almacenamiento de energía como el bombeo, o compresión de aire.

2.4.2 Instalaciones conectadas a la red eléctrica

Este tipo de instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por ir conectadas a la red eléctrica, acercando por tanto la tipología de red a un modelo con mayor peso de la generación distribuida. En estos sistemas se prioriza el autoconsumo, utilizando la energía eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos mientras estos están generando, frente al consumo desde la red [11]. Dentro de las instalaciones conectadas a red encontramos algunas variantes dependiendo de la gestión de los excedentes [12], es decir que hacemos con la energía eléctrica

producida por los paneles fotovoltaicos cuando la demanda por el autoconsumo está ya cubierta.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red acogidas a compensación son aquellas caracterizadas por verter los excedentes a la red, obteniendo a cambio una rentabilidad económica. Estos excedentes se inyectan a la red eléctrica y a cambio obtenemos una compensación que puede calcularse en función de la legislación vigente en el país siguiendo diferentes metodologías.

En la unión europea está disponible la compensación por balance neto, donde por cada KWh vertido a la red podremos optar a un KWh de la red sin coste cuando sea preciso, por otro lado, está la opción de venta a red, donde se fija una cantidad monetaria que se recibe por KWh vertido a la red, y por último la compensación en la tarifa neta, donde cada KWh vertido a la red se descuenta de la factura eléctrica.

En España, el autoconsumo con compensación económica establece que para las instalaciones menores de 100 KW el sobrante de electricidad generada se vierta a la red y la compensación se verá reflejada en un descuento en la factura de la luz.

Una variante de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red es aquellas que no tienen excedentes, es decir los excedentes de energía propia producidos no se inyectan en la red eléctrica, sin embargo, toma energía de la red cuando la requiere. Es un modelo parecido al descrito con anterioridad, pero en esta ocasión la instalación tiene un mecanismo anti vertido que se comunica con el inversor para que no se produzca más energía que la que se va a consumir e impide verter los excedentes a la red. Al desechar los excedentes perdemos la oportunidad de aprovecharlos para otros fines y de obtener una compensación a la energía que se podría generar.

Por último, otra variante de instalación fotovoltaica conectada a red es aquella que dispone de acumulación en baterías, mediante esta opción inyectamos el excedente de energía en las baterías electroquímicas que acompañan la instalación, lo que permite consumir la energía que se ha generado en la propia instalación en las horas en las que no hay radiación solar. No obstante, se mantiene la conexión a la red, de manera que cuando se agota la energía

almacenada en las baterías podemos consumir de esta. Este tipo de instalación tiene la ventaja de aprovechar toda la energía que genera, pero la inversión inicial es más elevada debido al sistema de almacenamiento necesario, debiendo además tenerse en cuenta durante la etapa de diseño de la instalación el tiempo de vida estimado de las baterías.

2.5 Tecnologías para almacenamiento de energía

En un mundo donde las energías renovables se encuentran en pleno auge, pretendiendo desplazar a las energías fósiles a un segundo plano, el almacenamiento de energía es una pieza clave en el éxito de la transición energética [12]. La producción de energía mediante fuentes renovables no es de naturaleza gestionable en función de la demanda, como consecuencia es necesario recurrir a sistemas de almacenamiento como respuesta a las fluctuaciones de la demanda. Por otro lado, mediante el almacenamiento de energía se aumenta la eficiencia de las instalaciones evitando en la mayor medida posible las pérdidas de energía limpia producida y asegurando sistemas de red equilibrados.

Los sistemas de almacenamiento de energía se presentan como la vía para compensar la variabilidad de potencia generada a partir de energías renovables, como la eólica o solar, que dependen de factores fluctuantes como el clima, el viento, la irradiancia y/o la temperatura.

Las tecnologías de almacenamiento de energía [13] permiten almacenar el exceso de energía para su posterior uso cuando la generación es escasa o la demanda es demasiado alta. Con el fin de aportar una mayor autonomía con respecto a la red eléctrica se fomenta el aumento en la capacidad de los sistemas de almacenamiento de energía, favoreciendo la integración a las energías renovables.

Los dispositivos de almacenamiento de energía se cargan al absorber energía de la red o excedente de energía producido a través de los dispositivos de generación renovable, y se descargan cuando la energía es liberada para su uso. Existe una clasificación para categorizar el almacenamiento de energía a lo largo de la línea de distribución [13] en función de la capacidad que es capaz de almacenar el sistema que distingue entre almacenamiento a gran escala que están caracterizados por poseer capacidades con escalas de GW, almacenamientos en redes y en activos de generación que trabajan en escalas de MW y almacenamientos a nivel de usuario final trabajando a escala de KW.

Hoy en día la generación de energía mediante recursos renovables está siendo ampliamente investigada. Actualmente en España, la potencia

almacenable se sitúa en torno a 5 GW [14]. Las medidas tomadas para frenar los efectos del cambio climático incluyen el incremento paulatino de estos equipos a gran escala de forma que se espera que de aquí a unos años la capacidad de los sistemas de almacenamiento de energía se desarrolle a pasos agigantados pudiéndose obtener el mayor porcentaje de energía producida a partir de fuentes de energía limpia que puedan ser utilizadas como plantas de generación convencionales con carga base de 24 horas.

Las principales tecnologías que permiten transformar y almacenar la energía de manera eficiente se basan en principios mecánicos, térmicos, electroquímicos o electromagnéticos. La selección e implementación de la tecnología se realiza en función de aspectos técnicos como puede ser la cantidad de energía que necesita ser almacenada, la tasa con la que se almacena/libera la energía, vida útil, etc, y en función de otros aspectos como puede ser el económico.

En la Ilustración 13 aparecen las diferentes posibilidades tecnológicas para el sistema de almacenamiento de energía, como se puede apreciar EASE (Asociación Europea para el Almacenamiento de Energía) organiza el almacenamiento de energía en función de 5 clases [13]: almacenamiento químico, electroquímico, eléctrico, mecánico y térmico.

De todas las posibles alternativas disponibles para el almacenamiento de energía mostradas vamos a comentar aquellas de uso común y aquellas que se encuentran en fase de investigación y parecen tener a su alcance un futuro prometedor.

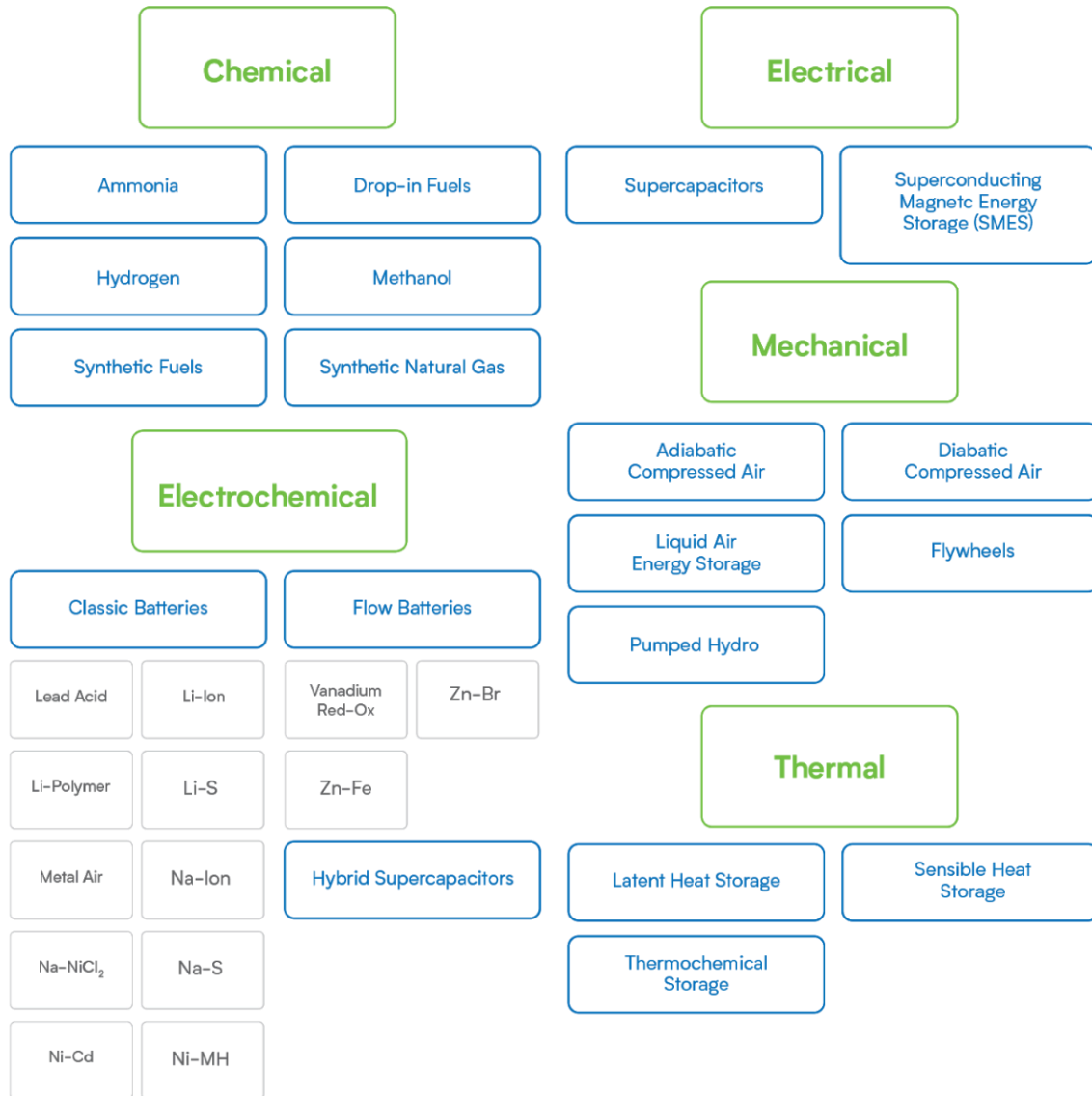


Ilustración 13.- Posibilidades tecnológicas para el almacenamiento de energía según la EASE

2.5.1 Bombeo Hidroeléctrico

Este es el sistema de almacenamiento mecánico a gran escala más eficiente en funcionamiento, durante las horas de alta demanda de energía eléctrica la central de bombeo se pone en funcionamiento, el agua acumulada en un embalse situado a una determinada altura llega a una tubería forzada donde la energía potencial del agua se va convirtiendo en energía cinética, el agua llega con una velocidad elevada a las turbinas hidráulicas para obtener la mayor cantidad de energía posible. La energía mecánica de rotación se transmite al generador para transformarla en electricidad. El principio de funcionamiento queda reflejado en la Ilustración 14.

Una vez concluido el ciclo el agua queda almacenada en el embalse inferior, el agua será impulsada nuevamente hacia el embalse superior en aquellas horas de bajo consumo de electricidad aprovechando el bajo coste en el mercado. Es el tipo de almacenamiento de energía más económico y usado en el mundo debido a su simplicidad junto con su alta eficiencia. La tecnología es rentable y proporciona estabilidad al sistema eléctrico además de generar cantidades significativas de energía limpia con cortos tiempos de respuesta, además se combina fácilmente con sistemas eólicos.

Hay más de 170 GW de capacidad de almacenamiento por bombeo en todo el mundo, Europa es la segunda zona con mayor capacidad almacenando hasta 57 GW, que representan aproximadamente el 33% del mercado[15]. Las oportunidades se centran, principalmente, en regiones montañosas de Suiza, Austria, Alemania, España y Portugal. La Energía Internacional de la energía (IEA) espera alcanzar un mínimo de 91 GW de capacidad en Europa en el año 2050 mientras que la estimación más alta sería de 188 GW, esto refleja un crecimiento medio de 1,2 a 3,6 GW/año.

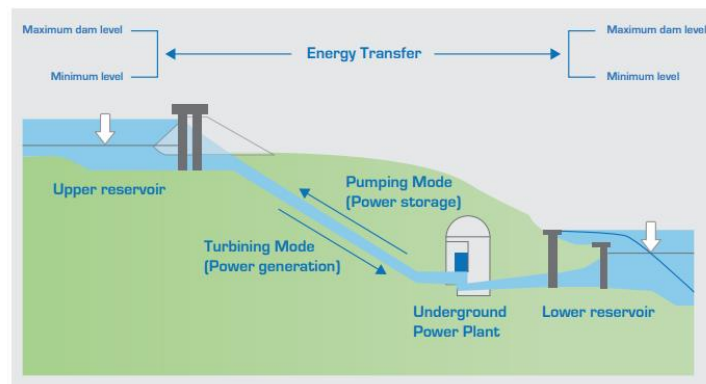


Ilustración 14.- Principio de carga de PHS, EASE

2.5.2 Aire Comprimido

Este sistema de almacenamiento mecánico consiste en el almacenamiento de aire a altas presiones bajo tierra [16] en antiguas minas, pozos petrolíferos, etc, o en cubículos subterráneos construidos para tal fin, tal como se muestra en la Ilustración 15. Es una tecnología que permite almacenar energía a una escala de hasta 1000 MW por periodos de tiempo anuales sin pérdidas considerables.

Este método cuenta con un motor reversible que aprovecha las horas de bajo costo de la energía (horas de poca demanda) para comprimir aire en grandes cavidades subterráneas y de este modo tener energía disponible para usarla en horas pico de demanda. El aire que se extrae se calienta usando gas natural en cámaras de combustión para accionar un generador. La capacidad de almacenamiento de este sistema es comparable al bombeo hidráulico.

El auge de las energías renovables probablemente desencadene la necesidad de almacenamiento de energía a gran escala, así como generación descentralizada a pequeña escala. Esta tecnología junto con las bombas hidráulicas son las únicas que pueden ofrecer disponibilidad de energía a escala comercial en Europa.

Hoy en día se está investigando una alternativa de CAES que no precisa del uso de gas natural para recalentar el aire, esta tecnología se denomina “CAES adiabáticos” y se encuentra en fase de desarrollo. La tecnología se basa en almacenar el exceso de calor generado al comprimir el aire en el subsuelo y usarlo en la expansión del aire.

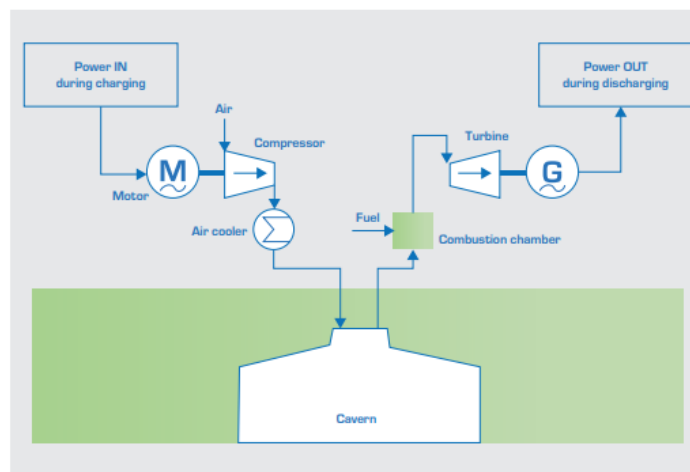


Ilustración 15.- Principio de carga del sistema D-CAES (Compressed Air Energy Storage), EASE

2.5.3 Almacenamiento Térmico

Esta tecnología de almacenamiento de energía térmica consiste en acumular la energía en aquellos materiales que permitan retenerla y liberarla de manera controlada a través de métodos que consisten en variaciones de temperaturas.

Por un lado, tenemos el almacenamiento de calor sensible donde se aprovecha la energía que el material libera al disminuir su temperatura [17]. Las propiedades que condicionan este tipo de almacenamiento son entre otras la temperatura, el calor específico, la conductividad térmica y la presión de vapor. Esta tecnología de almacenamiento se aplica a centrales térmicas con turbinas de vapor o en instalaciones de climatización, siendo este último donde más extendida está su aplicación. Por otro lado, encontramos el almacenamiento de calor latente [18] que se basa en la energía que se almacena en los cambios de fase de sólido a líquido o de líquido a gas. La densidad de energía almacenada con este método es mayor que la almacenada con el calor latente.

2.5.4 Almacenamiento termoquímico

Estos sistemas de almacenamiento emplean la energía térmica para disociar los compuestos en productos reactivos capaces de almacenar calor de manera independiente. Una posterior recombinación de ambos reactantes genera una reacción exotérmica liberando el calor almacenado.

Estas reacciones pueden darse entre gas-sólido o gas-gas. Los sistemas de almacenamiento termoquímico pueden operar mediante reacciones químicas reversibles, mediante absorción y disolución de un material, o mediante reacciones de adsorción, en las que los reactantes se separan durante la carga de energía y se libera el calor de la reacción tras la recombinación.

Estos sistemas tienen aplicaciones dentro del sector industrial, como las máquinas de absorción de amoníaco-agua o de bromuro de litio-agua, aunque no son una alternativa madura a gran escala en el mercado.

Pese a su potencial, es preciso mejorar ciertos aspectos como el coste de la tecnología, así como las propiedades de los materiales para lograr alcanzar un sistema con mayor estabilidad.

2.5.5 Supercondensador

Un condensador electrónico de potencia (PEC) es un sistema de almacenamiento de energía basado en efectos electrostáticos que ocurren entre dos electrodos [19]. Es decir, el condensador se compone de dos placas conductoras de la electricidad que suelen ser aluminio puro o aleaciones de zinc-aluminio (ZnAl), estas películas metálicas se sitúan una paralela a la otra y están separadas por un material aislante conocido como dieléctrico que normalmente es de polímero de polipropileno de alta temperatura evitando que la electricidad circule entre ambas placas metálicas.

Al conectar aplicar un diferencial de potencial a través del condensador tenemos que las cargas negativas de una de las placas se trasladan bombeadas por la batería hacia la otra quedando una placa con carga neta positiva y la otra con una carga neta negativa, pero la carga total es cero puesto que el condensador no acumula cargas eléctricas sino energía potencial eléctrica entre las dos placas.

Es decir, lo que ocurre cuando se carga el condensador es que las cargas negativas y las positivas se separan al aplicar una diferencia de potencial, y el condensador se descarga mediante el flujo de corriente eléctrica, es decir el intercambio de electrones entre las placas hasta que las cargas se equilibran en ellas.

Es un dispositivo capaz de almacenar grandes cantidades de energía eléctrica en forma de carga electrostática, el tiempo de respuesta es de apenas segundos siendo idóneos para responder altas demandas de carga o interrupciones en el suministro.

Los supercondensadores o condensadores electroquímicos son una combinación entre condensadores y baterías que permiten el almacenamiento de energía en periodos cortos de tiempo, Ilustración 16. Estos dispositivos pueden cargarse y descargarse un elevado número de veces conservando el buen estado de los materiales que lo componen. Los PEC son parte de sistemas que mejoran el control de la energía de flujo, confiabilidad y calidad de energía.

Entre las principales aplicaciones de estos dispositivos se encuentran las energías renovables, especialmente los campos de energía solar fotovoltaica

donde los ultra condensadores se disponen en paralelo para estabilizar la tensión de salida de las células permitiendo además nivelar los picos de tensión. Entre las ventajas de estos dispositivos para la aplicación en instalaciones solares encontramos que la vida útil y la eficiencia de carga son superiores en comparación con el uso de baterías. Además del amplio rango de temperaturas de trabajo al que se pueden someter, factor clave para la elección de estos dispositivos. A contraposición la densidad de energía es relativamente baja en comparación con las baterías, por tanto, para el mismo espacio de almacenamiento tendríamos una cantidad mucho menor de energía acumulada, y a esto también se le une el mayor coste de los ultra condensadores.

Sin embargo, la combinación de estos dispositivos para el almacenamiento tiene efectos positivos como la mejora de la vida útil de las baterías consiguiendo un almacenamiento de alta densidad de energía. Este sistema es muy adecuado para almacenamiento en microrredes.

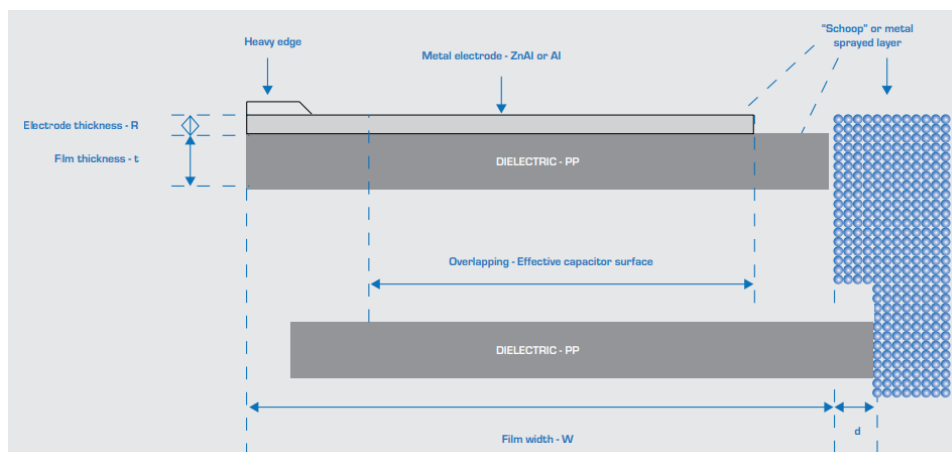


Ilustración 16.- Principio de carga PEC (Condensador Electrónico de Potencia), EASE

2.5.6 Baterías

Las baterías representan actualmente los dispositivos principales para el almacenamiento de energía a pequeña escala, y mediante conexiones de estos elementos en serie/paralelo se está abriendo paso a su utilización con escalas de mayor dimensionamiento pudiéndose aplicar cuando se requiere almacenar hasta más de 1 MWh para ser descargados al ser requeridos.

El principio de funcionamiento de las baterías son las reacciones químicas que se generan en su interior capaces de generar carga eléctrica, concretamente se trata de un proceso reversible de reducción-oxidación, es decir es un proceso basado en el intercambio de electrones donde no hay consumo de componentes. Las cualidades como la capacidad de carga y descarga de la batería, la densidad de energía, capacidad de almacenamiento, etc. quedan determinadas por los materiales de los componentes que la conformen.

Existe un amplio abanico de pilas tal y como podemos observar en la figura 13. Por otro lado, en la Ilustración 17 se ha representado el principio de carga de una de las baterías más usadas como sistema de almacenamiento en instalaciones fotovoltaicas[20], las principales ventajas de estos dispositivos son la rápida respuesta ante demandas de carga, alta densidad, su facilidad de instalación y la buena integración con fotovoltaicas entre otras.

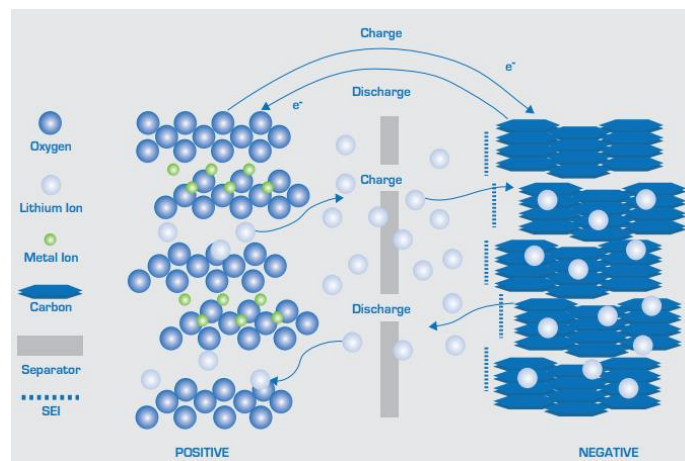


Ilustración 17.- Principio de carga de LI-ION, EASE

2.5.7 Pilas de combustible de hidrógeno

Las pilas de combustibles o células de combustible son dispositivos basados en reacciones electroquímicas para la conversión y el almacenamiento de energía, son similares a las baterías, pero a diferencia de estas las pilas de combustible permiten el reabastecimiento continuo de los reactivos puesto que la electricidad se produce a partir de una fuente externa de combustible por tanto no cuenta con la limitación en la capacidad de almacenamiento como es el caso

de las baterías. Además, las pilas de combustible transforman de forma directa el combustible a energía eléctrica.

Hay distintas variedades de pilas de combustibles, pero el combustible más usado para estos dispositivos es el Hidrógeno teniendo H_2 en el cátodo y O_2 en el ánodo, es decir el principio de funcionamiento consiste en la oxidación de H_2 en el ánodo y la reducción del oxígeno en el cátodo creando una diferencia de potencial entre los electrodos, esta tensión se aplica a una carga conectada a la salida de la pila de combustible [21]. Los productos resultantes de las pilas de combustible de hidrógeno son calor, electricidad y agua. Es una tecnología con un futuro prometedor gracias al estrecho compromiso entre el hidrógeno y el medio ambiente y al carácter inagotable de este recurso, aunque no se encuentre directamente en estado puro.

Esta tecnología puede combinarse con cualquier fuente de energía o actuar directamente como fuente de energía, el sistema permite el almacenamiento de energía a pequeña o gran escala.

Esta tecnología para el almacenamiento de energía está en plena fase de investigación y desarrollo, pero tiene un futuro prometedor como vía para la transición a un futuro limpio pudiendo llegar a convertirse en una forma principal de almacenamiento. Su lado más prometedor es la integración con las energías renovables, en concreto con plantas de energías eólicas y fotovoltaicas, donde se están realizando diversos progresos. La producción de hidrógeno a través de fuentes de energías renovables podría aumentar hasta un punto que se impusiera el hidrógeno como fuente principal de energía.

El almacenamiento de este combustible puede darse en los tres estados de la materia, el H_2 se produce en estado gaseoso pero el almacenamiento de este no es competitivo puesto que tiene una densidad muy baja y los depósitos de almacenamiento son bastante caros al precisar presiones elevadas. Normalmente el almacenamiento del H_2 se suele dar en estado líquido, es decir criogenizado, debido al menor volumen ocupado. La otra alternativa sería almacenar el H_2 en estado sólido permitiendo que sea absorbido por otro material como hidrocarburos metálicos o materiales porosos. El almacenamiento de H_2 suele usarse para su posterior uso para la generación de energía eléctrica.

Actualmente, están surgiendo muchos proyectos de generación de energía utilizando H_2 en pilas de combustible en Alemania y otros países de la Unión Europea [21]. La mayor parte de estos proyectos emplean electrolizadores de tipo PEM, son electrolizadores alcalinos que transforman la energía eléctrica en hidrógeno que se almacenará para posteriormente poder usarlo en pilas de combustibles para generar energía eléctrica cuando su uso sea necesario. Los electrolizadores y las pilas de combustible de H_2 son el mismo dispositivo trabajando en sentido inverso. El tamaño de estos componentes está disponible desde pocos kW hasta varios cientos de MW.

La tecnología de almacenamiento de hidrógeno está adecuada para facilitar la integración del gran número de instalaciones de energía renovable que se instalarán en Europa en el futuro. Existe un abanico de aplicaciones para el H_2 como son la inyección directa en la red de gas, usarse con fines de movilidad para vehículos eléctricos, convertirse en etanol y ser usado como mezcla para combustibles, ser utilizado en la industria química como un producto básico, etc. En este trabajo nos dedicaremos a estudiar la aplicación del H_2 para el almacenamiento de energía mediante electrólisis en una instalación fotovoltaica aislada de la red, cuyo sistema de almacenamiento para electrólisis convencional corresponde al esquematizado en la Ilustración 18, y estudiaremos la viabilidad técnica, económica y posibles futuras mejoras de una tecnología en auge que se encuentra aún en fase desarrollo.

Entre los futuros desarrollos podemos destacar la intención por escalar la reducción de costes de los electrolizadores para bajar los precios y hacer de la tecnología una fuerte base competitiva en el panorama del suministro y almacenamiento de energía.

Por otro lado, se está estudiando el uso de las cavernas de sal como vía para el almacenamiento de H_2 en gran escala para analizar la viabilidad de aplicación en grandes parques eólicos marinos o en lugares con alta discrepancia entre la producción y el consumo de energía.

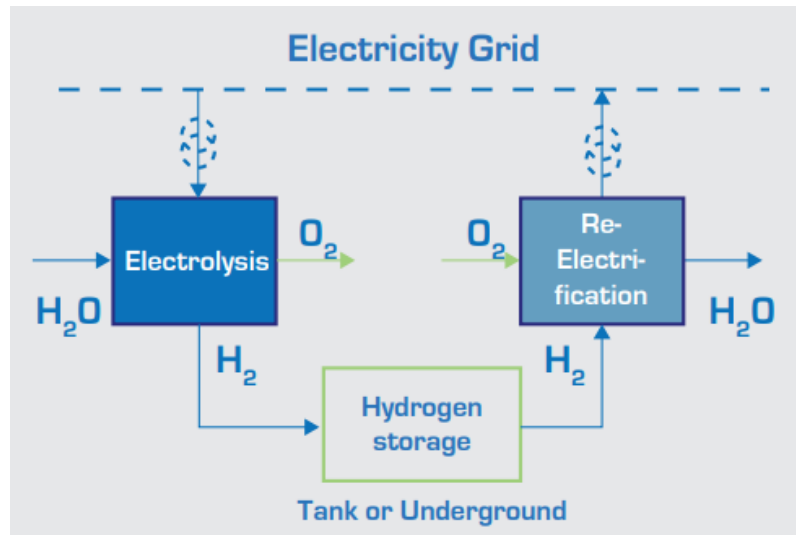


Ilustración 18.- Electrólisis de agua y Pila de combustible de hidrógeno, EASE

2.6 Estado del arte del hidrógeno como recurso energético

El hidrógeno limpio está experimentando un impulso sin precedentes, impulsado por los gobiernos que comercian con la energía, el auge de las energías renovables, otros sectores como la automoción y la cantidad de políticas y proyectos que se están desarrollando, los cuales están creciendo de forma exponencial. A este impulso se le debe unir la ampliación de tecnologías y reducción de costos para permitir que el uso de este elemento se expanda rápidamente.

El hidrógeno es ligero, denso en energía y versátil, las tecnologías existentes permiten producir, almacenar, transportar y utilizar este recurso como energía de numerosas formas.

Este recurso se usa ampliamente en algunos sectores, pero para alcanzar los niveles de transición de energía limpia debe introducirse este recurso en sectores donde apenas está presente o incluso no tiene aplicación, como es el caso de la edificación, transporte o generación de energía.

El hidrógeno tiene un papel fundamental como base para abordar los desafíos medioambientales a los que nos enfrentamos, puesto que no produce contaminantes de forma directa, y ofrece formas de descarbonizar diversos sectores industriales, reduciendo las emisiones de manera significativa mejorando la calidad del aire.

El hidrógeno se puede extraer a través de una gran variedad de fuentes de energía como son los combustibles fósiles y biomasa, del agua o mezcla de ambos. En la actualidad, la mayor parte del Hidrógeno mundial producido se obtiene a partir de combustibles fósiles [22], destacando la producción de H_2 a partir del gas natural, este recurso representa alrededor de $\frac{3}{4}$ partes de la producción anual de H_2 en el mundo se generan a partir de gas natural representando el 6% de las aplicaciones mundiales del gas natural. El carbón viene a continuación, debido a su papel dominante en China, este combustible representa cerca del 23% de la producción anual de hidrógeno en el mundo, representado el 2% del uso mundial de carbón. El petróleo ocuparía el tercer puesto detrás del carbón como combustible generador de hidrógeno.

Para producir hidrógeno a partir de gas natural tenemos tres métodos, el más extendido para producir hidrógeno a gran escala es el reformado de metano a vapor (SMR) (donde se utiliza agua como oxidante y fuente de hidrógeno), en este proceso el gas natural es tanto un combustible como una materia prima (junto con el agua) normalmente se quema entre el 30 y el 40% para alimentar el proceso dando lugar a una corriente de CO₂ "diluido", mientras que el resto se divide en hidrógeno y CO₂ de "proceso" más concentrado, es muy probable que este proceso siga siendo la tecnología dominante para la producción de hidrógeno a gran escala en un corto periodo de tiempo debido a su bajo costo y al gran número de unidades SMR en funcionamiento en la actualidad.

Por otro lado, encontramos el proceso de oxidación parcial (usando el oxígeno como oxidante) y por último podemos encontrar una combinación de ambos denominada reformado autotérmico (ATR).

Aunque el Gas Natural sea con diferencia el combustible por excelencia seguido por el carbón y el petróleo para la producción de H₂ en la actualidad, cabe destacar que disponemos de un abanico de combustibles a partir de los cuales producir H₂, como son las energías renovables o la energía nuclear. El crecimiento futuro del hidrógeno y la ampliación hacia otros sectores dependerá de la evolución de la demanda de H₂ y productos derivados.

En la Ilustración 19 se representa la capacidad de producción de hidrógeno con fines energéticos y climáticos de nuevos proyectos emergentes en función de la tecnología [22] y el año de inicio donde se observa el gran potencial creciente que tiene este recurso en el sector de los transportes, inyecciones a la red de gas y almacenamiento de energía, en el cual centraremos el desarrollo de nuestro trabajo.

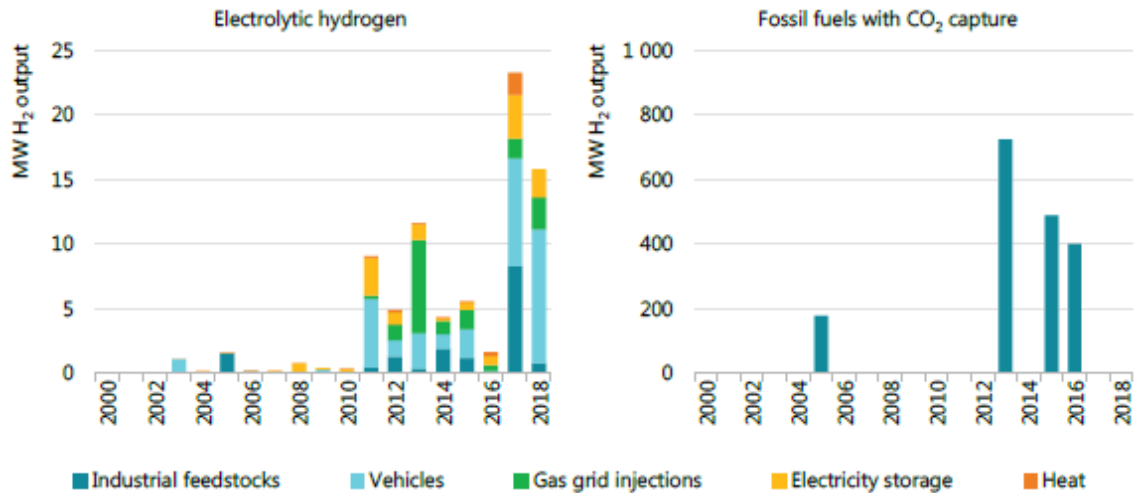


Ilustración 19.- Capacidad de nuevos proyectos de producción de hidrógeno con fines energéticos y climáticos, IEA, 2018

La producción de Hidrógeno puede ser directa con instalaciones dedicadas a dicho objetivo en particular o se puede obtener Hidrógeno como subproducto, es decir puede proceder de procesos diseñados para la fabricación o producción de algo diferente y como resultado aprovechamos los excedentes para producir H₂, este subproducto por lo general se debe tratar antes de su distribución y uso.

Hoy en día el uso del Hidrógeno está focalizado en ciertas aplicaciones industriales [22], el 33% del Hidrógeno que se produce va destinado al refinado del petróleo, el 27% a la producción de amoníaco, el 11% a la producción de metanol y el 3% se invierte en la producción de acero a través de la reducción de Fe.

El hidrógeno puede clasificarse como “puro” cuando contiene un nivel reducido de aditivos o contaminantes, cuyas principales aplicaciones son el refinado del petróleo y la producción de amoníaco; y por otro lado encontramos la “mezcla de gases” usado principalmente para producir metano o acero.

Más allá de las aplicaciones industriales existentes, numerosos sectores se están viendo atraídos por este elemento, donde los costes de producción y las políticas de apoyo jugarán un papel decisivo en el futuro de este. Actualmente, las cifras revelan que el número de países con políticas que apoyan la inversión en tecnologías de hidrógenos está en aumento, junto con los sectores a los que apuntan.

Por otra parte, la dependencia actual del Gas Natural, el Carbón o el Petróleo para la producción de H_2 genera grandes emisiones de dióxido de carbono, por cada tonelada de hidrógeno producido a través del gas natural se generan toneladas de CO_2 , si se produce H_2 a través de productos petrolíferos se generan 12 toneladas de CO_2 por cada tonelada de H_2 y si se usa carbón las emisiones ascienden a 19 toneladas de CO_2 [22]. Esto conlleva a la generación de prácticamente 830 toneladas de CO_2 anuales, niveles muy preocupantes para nuestra salud y la de nuestro planeta.

Es una evidencia la necesidad de reducir las emisiones, y aunque esto suponga un desafío en la producción de hidrógeno también representa una oportunidad para aumentar la escala del hidrógeno limpio en todo el mundo.

Un posible enfoque consiste en utilizar el CO_2 proveniente de la producción de H_2 a partir de combustibles fósiles en lugar de liberarlo a la atmósfera. Actualmente, hay varias instalaciones industriales en todo el mundo que utilizan este proceso, y hay más en proceso, pero se requiere un número mucho mayor para lograr un impacto significativo.

Otra opción es producir una mayor cantidad de hidrógeno a partir de fuentes de energía limpia como es el proceso de electrólisis del agua, si bien en la actualidad menos del 0,1% del hidrógeno mundial es obtenido a través de este proceso [22] en la actualidad aunque un descenso en los costos de la energía renovable, en particular en la energía solar fotovoltaica y en la eólica está generando un creciente interés por el hidrógeno electrolítico, y la opción de situar electrolizadores en ubicaciones con excelentes condiciones de recursos renovables podría llegar a convertirse en una opción de suministro con bajo coste, incluyendo inclusive los costos del transporte del H_2 desde las instalaciones si estas se encuentran en ubicaciones remotas hasta los usuarios finales, además de conseguir una reducción drástica de los contaminantes que generaban los procesos actuales más populares de producción de H_2 .

Por tanto, las regiones que disponen de buenos recursos renovables pueden sentirse atraídos por la electrólisis para la producción de H_2 , sobre todo, si actualmente dependen de importaciones de gas natural con costo elevado.

Por otro lado, debemos tener en cuenta que el hidrógeno es una opción idónea para el almacenamiento de energía renovable que permite aumentar la contribución energética de la instalación compensando la variabilidad en la producción, puesto que la producción de electricidad depende de la radiación solar que no siempre coincide con la demanda; además el hidrógeno permite almacenar energía por largos periodos de tiempo si apenas afectar a las prestaciones.

Si bien, si toda la producción de hidrógeno dedicada actual se produjera mediante electrólisis de agua (utilizando agua y electricidad para crear hidrógeno), esto daría lugar a una demanda anual de electricidad de 3600 TWh [22], más que la generación anual de electricidad de la Unión Europea. Las necesidades de agua serían de 617 millones de m³, o el 1,3% del consumo de agua del sector energético mundial en la actualidad; esto es aproximadamente el doble del consumo actual de agua para el hidrógeno del gas natural mediante SMR (345 millones de m³ de agua por 52 MtH de SMR).

Como podemos observar mediante los éxitos de la energía renovable u otros éxitos recientes como pueden ser los vehículos eléctricos se ha demostrado que la innovación tecnológica tiene la capacidad de alcanzar industrias de energía limpia.

A la hora de referirse a los costos de producción de hidrógeno existen variaciones regionales [22] y su economía futura depende de factores que seguirán variando entre ellas, como son los precios de los combustibles fósiles, la electricidad, etc. El principal factor que considerar en el coste de la producción de H₂ es el costo del combustible puesto que estos llevan asociados los costos más elevados, este factor representa entre el 45% y el 75% de los costos totales de producción.

El gas natural es la opción más económica a día de hoy para la producción de H₂ en la mayor parte del mundo con bajos precios del gas en Oriente Medio (1USD / kgH₂), América del Norte y Rusia, sin embargo, los principales importadores de gas como son China e India lidian con precios de importación, por ello el costo de producción de H₂ se eleva.

Si tenemos en cuenta las opciones de bajo contenido en contaminantes, tenemos que la electrólisis requiere precios de 10 a 40 USD/MWh [22] y con horas de carga completa entre 3000 y 6000 horas para ser rentable respecto a la producción de H₂ mediante gas natural.

Actualmente la producción de hidrógeno bajo en carbono es un proceso económicamente costoso, pero el análisis de la IEA [22] estima que podría caer cerca de un 30% para el año 2030 gracias a la disminución de los costos de energía renovables y el aumento de la participación del hidrógeno en proyectos. Para conseguir de la electrólisis una tecnología rentable en respecto a la producción de H₂ mediante gas natural, se requieren precios de 10 a 40 USD/MWh y carga completa entre 3000 y 6000 horas para ser rentable respecto a la producción de H₂ mediante gas natural.

Además del inconveniente que presentan el escaso número de electrolizadores instalados para la producción de H₂ y los actuales costos de esta tecnología nos encontramos con la problemática del acceso al agua dulce en aquellas áreas con estrés hídrico, es decir la demanda de agua es mayor que la cantidad disponible causando deterioros en los recursos de agua dulce. Una posible alternativa es podría ser utilizar agua de mar en zonas costeras pero el uso directo de la misma conduce a daños corrosivos y a la producción de cloro, además el proceso debe someterse a una desalinización que requiere entre 3 y 4 KWh de electricidad por m³ de agua, la línea de investigación para usar el agua de mar con este tipo de tecnologías está actualmente abierta y se está buscando cómo facilitar el uso de este recurso en la electrólisis en el futuro.

Aunque el número de electrolizadores instalados está muy por debajo de las instalaciones en funcionamiento para la obtención de H₂ mediante gas natural tenemos que durante la última década las instalaciones destinadas a la producción de H₂ mediante agua han aumentado utilizando la tecnología PEM[22]. Geográficamente la mayor parte de proyectos que se han iniciado se encuentran en Europa, aunque también han ido anunciando proyectos en Australia, América y China. El tamaño de los electrolizadores ha aumentado en los últimos años de 0,1 MWe a 1,0 MWe lo que indica un cambio en la escala de aplicación de los proyectos centrando la vista hacia escalas comerciales.

Como resumen tenemos que, a corto plazo, es decir hasta 2030, la producción de hidrógeno mediante combustibles fósiles seguirá probablemente teniendo la ventaja de costos y continúe en la mayoría de los emplazamientos.

Los costos de combustible son el componente que más afecta a los costos de la producción, por tanto, los costos futuros del hidrógeno se van a ver influenciados en gran parte por los costes de la electricidad y el gas, además de por aquellos o por los parámetros que influyen en estos costes como puede ser la eficiencia en la conversión.

Dentro de los costos tenemos que destacar de dependiendo de la región encontraremos más atractivas unas u otras alternativas para la producción de H_2 , en aquellos países donde se dispone de buenos recursos renovables y que dependen de importaciones de gas natural licuado, producir H_2 mediante electrólisis puede ser económicamente más rentable que producirlo a partir del gas natural; sin embargo aquellos países que dispongan de recursos de gas baratos y disponibilidad para el almacenamiento de CO_2 se van a ver atraídos por el uso del gas natural en cuanto a economía refiere.

Por otro lado, encontramos otros factores relevantes a la hora de elegir entre las diferentes alternativas como puede ser la aceptación pública para almacenar el CO_2 derivado de la producción de H_2 a partir de combustibles fósiles o el adecuado suministro de agua si se utilizan electrolizadores para la producción de H_2 . Los países también pueden barajar la opción de importar H_2 o productos a base de hidrógeno si están disponibles a menor precio que las alternativas propias del país para la obtención de H_2 . Otro factor relevante puede ser la inversión donde tenemos que las plantas de gas natural necesitan tener una cierta escala para justificar la inversión en infraestructura, transporte y almacenamiento mientras que los electrolizadores utilizan una tecnología modular que trabaja a pequeña escala, al poseer una capacidad de producción a escala mucho menor la inversión inicial es mucho más reducida, y posee la ventaja de que esta tecnología puede expandirse ajustándose a la demanda.

3 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA HÍBRIDA CON PILA DE COMBUSTIBLE

3.1 Esquema representativo modelo híbrido

En el presente trabajo se desarrolla una metodología para diseñar sistemas híbridos fotovoltaicos/pila de combustible con almacenamiento de hidrógeno para viviendas aisladas de la red eléctrica. Considerando la demanda de energía eléctrica, los datos meteorológicos de la ubicación y las propiedades técnicas de los equipos se realizan los correspondientes balances energéticos y se evalúan los sistemas en términos de cobertura de la demanda, energía almacenada y costes del sistema.

El esquema representativo del modelo híbrido adaptado a una vivienda unifamiliar aislada de la red se muestra en la Ilustración 20. Este sistema está formado por la instalación fotovoltaica, que incluye un número variable de módulos fotovoltaicos en función de la carga que se necesite suplir, un sistema de control de potencia, integrado por diferentes dispositivos auxiliares (acondicionamiento de potencia, baterías, etc.), cuyo objetivo es optimizar la eficiencia global del sistema y la disminución de los costes de operación [23]. Por otro lado, los elementos que conforman el sistema de almacenamiento de hidrógeno incluyen un electrolizador, depósitos para almacenamiento de hidrógeno y una pila de combustible.

Una de las ventajas de los sistemas con almacenamiento de energía es el aprovechamiento de la totalidad de la energía excedente. Si la energía generada por el sistema primario (instalación fotovoltaica) es mayor que la demanda eléctrica, el excedente de energía se transforma en H_2 mediante un electrolizador para su posterior conversión en energía eléctrica mediante una pila de combustible cuando la energía generada por el PV no sea suficiente para cumplir con la demanda, como puede ser el caso de periodos de tiempo nocturnos, días nublados o que presenten un incremento anormal en la demanda eléctrica.

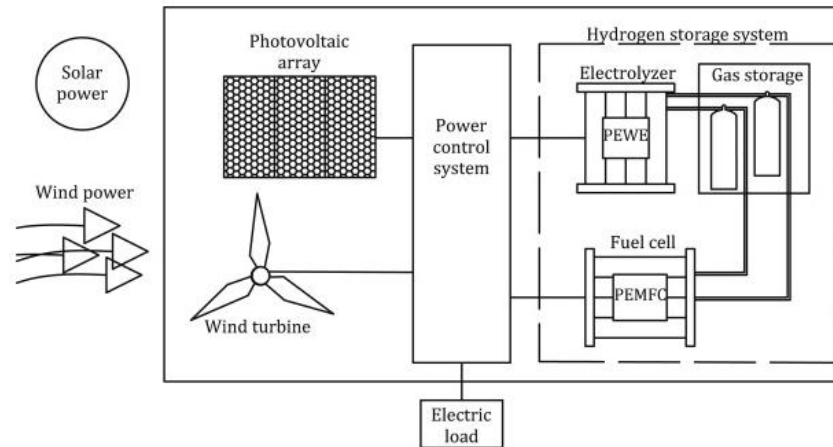


Ilustración 20.- Sistema híbrido PV-H₂ para el suministro de energía fuera de la red, 2020

Para este trabajo se han estudiado dos sistemas electrolíticos (separación de agua y reformado electroquímico de etanol) [23] en un intento de encontrar la mejor compensación entre el tamaño y los voltajes de los electrolizadores.

El sistema objeto del proyecto consta de módulos fotovoltaicos (PV) acoplados a un electrolizador (EL) y una pila de combustible, y debe cumplir los siguientes requisitos:

- El sistema debe suministrar un voltaje mínimo al electrolizador para llevar a cabo la electrólisis, es decir el proceso químico por el cual una sustancia en disolución se descompone por la acción de una corriente eléctrica continua.
- Cada subsistema generador de hidrógeno (PV + EL) debe trabajar cerca de su punto de máxima potencia (MPP) para una irradiancia y temperatura determinadas, con objeto de maximizar la eficiencia del sistema.
- La capacidad nominal de cada subsistema generador de hidrógeno (PV + EL) debe ser cuidadosamente seleccionada para satisfacer las demandas eléctricas, pero sin sobredimensionar el sistema.

En este trabajo el estudio del sistema se ha realizado sin tener en cuenta electrónica de potencia compleja ni almacenamiento de energía en baterías químicas, lo que demuestra que un buen conocimiento del comportamiento fotovoltaico y la conexión y el comportamiento del electrolizador permite la optimización de un sistema energético autónomo que satisfaga las necesidades eléctricas a lo largo del tiempo.

3.2 Módulos fotovoltaicos

3.2.1 Módulos fotovoltaicos. Principio de funcionamiento

Los módulos fotovoltaicos consisten en un conjunto de celdas o células fotovoltaicas conectadas eléctricamente entre sí que se rigen por el efecto fotoeléctrico donde la energía lumínica que incide en la superficie del panel se convierte en energía eléctrica al interactuar con un material conductor o semiconductor.

Es necesario disponer de un semiconductor de tipo P, es decir un semiconductor extrínseco que haya sido dopado con átomos aceptores de electrones y por otro lado precisamos de un semiconductor de tipo N, es decir, dopado con átomos donantes de electrones creando de este modo un conjunto PN.

Cuando la radiación solar incide sobre el módulo se genera el efecto fotoeléctrico, Ilustración 21, que consiste en la emisión de electrones por el material al ser iluminado con radiación electromagnética, por tanto la carga negativa del semiconductor de tipo N aumenta derivando una diferencia de potencial entre los semiconductores de tipo N y P, si conectamos los semiconductores mediante un conductor sin resistencia los electrones circulan entre ambos semiconductores generando la I_{cc} , es decir, corriente de cortocircuito.

La energía solar se puede aprovechar situando una carga entre la conexión de los semiconductores. Se tiene que mediante el efecto fotoeléctrico hay un flujo de electrones que genera una corriente eléctrica continua al pasar de la celda del panel cargada negativamente hacia la parte con carga positiva, por tanto, la cantidad de energía solar transformada es directamente proporcional al tamaño del módulo fotovoltaico. Por ello, si necesitamos más energía, únicamente debemos instalar una mayor superficie de celdas fotovoltaicas. Esto conlleva a que la cantidad de energía solar que se transforme en energía eléctrica sea directamente proporcional al tamaño del módulo, pudiéndose conectar estos en serie/paralelo para conseguir mayor energía, hasta alcanzar la necesaria para la instalación pertinente.

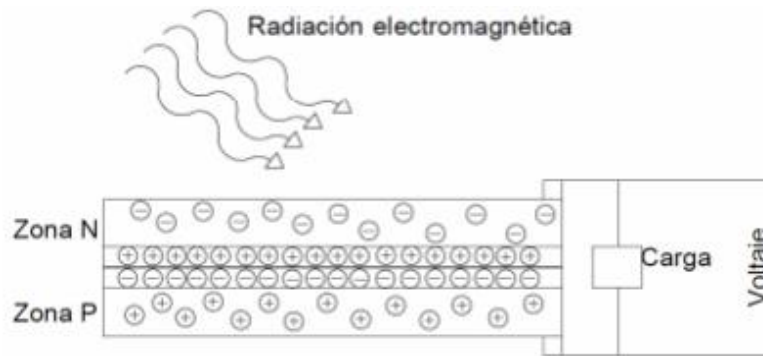


Ilustración 21.- Efecto fotoeléctrico en el panel fotovoltaico

Mediante las diferentes conexiones entre células se pueden obtener distintas combinaciones de valores de voltaje y corriente, específicos para cada configuración.

La caracterización de las células dependerá del material del que estén fabricadas afectando este a los parámetros de trabajo del módulo, entre los que destaca la eficiencia en la conversión de energía. El material más utilizado para la fabricación de las células es sin duda el silicio, debido a la abundancia del material y a los exitosos valores de eficiencia registrados. Actualmente el uso de diversos materiales fotosensibles para la fabricación de células está siendo investigado, entre ellos se encuentra el cobre, el dióxido de titanio o la perovskita.

A la hora de seleccionar un panel fotovoltaico debemos realizar un estudio exhaustivo de las necesidades que se deben satisfacer para optimizar la conversión energética en función de parámetros como el clima habitual de la zona en la cual será implantada la instalación fotovoltaica y superficie útil de la que se dispone.

Las células fotovoltaicas se montan en sistemas que le proporcionan aislamiento eléctrico, rigidez y estanqueidad suficientes con el fin de proteger el material de agentes atmosféricos externos que pueden afectar al equipo al estar instalados a la intemperie. En la Ilustración 22 podemos encontrar un esquema representativo de la sección transversal de un módulo fotovoltaico donde se visualiza la posición de las células que normalmente se conectan entre sí mediante contactos metálicos de aluminio o acero inoxidable soldados. Estas células se sitúan entre dos encapsulados que suelen ser de acetato de

etilenvinilo (EVA), polímero que presenta una gran resistencia a la fatiga térmica y a la abrasión.

Los paneles fotovoltaicos están protegidos por uno de los lados con una lámina de vidrio templado, y por el otro con una lámina de polímero o de vidrio templado.

El conjunto de las diversas láminas se adhiere mediante un sellante, que suele ser un compuesto de polietileno, a un marco metálico para garantizar la estanqueidad en los laterales del panel. La función del marco es aportar rigidez, siendo capaz de superar tensiones generadas por agentes externos como el viento, sin embargo, no es un componente obligatorio en los paneles solares, por ejemplo, no está presente en los módulos de capa fina.

La radiación solar que incide en el panel penetra las láminas hasta alcanzar a las células solares.

En la caja de conexiones se encuentran los terminales para combinar módulos en serie/paralelo. Esta caja debe poseer como mínimo una protección IP-54, que, aunque no puede evitar completamente la entrada de polvo/partículas sólidas en el módulo si la limita para que no interfiera con el correcto funcionamiento del equipamiento. Por otro lado, el panel está expuesto a diversas condiciones meteorológicas como puede ser la lluvia, por ello se debe asegurar que no entre el agua impulsada desde cualquier ángulo a un promedio de 10 litros por minuto y a una presión de 80-100 kN/m² durante un tiempo que no sea menor a 5 minutos. Además, para proteger la entrada de polvo y de agua, en los pasos de los cables se añaden prensaestopas.

Dentro de la caja de conexión se incluyen diodos de bypass que se encargan de provocar un cortocircuito en las zonas del módulo que puedan sufrir algún daño o puedan empeorar el funcionamiento general del sistema.

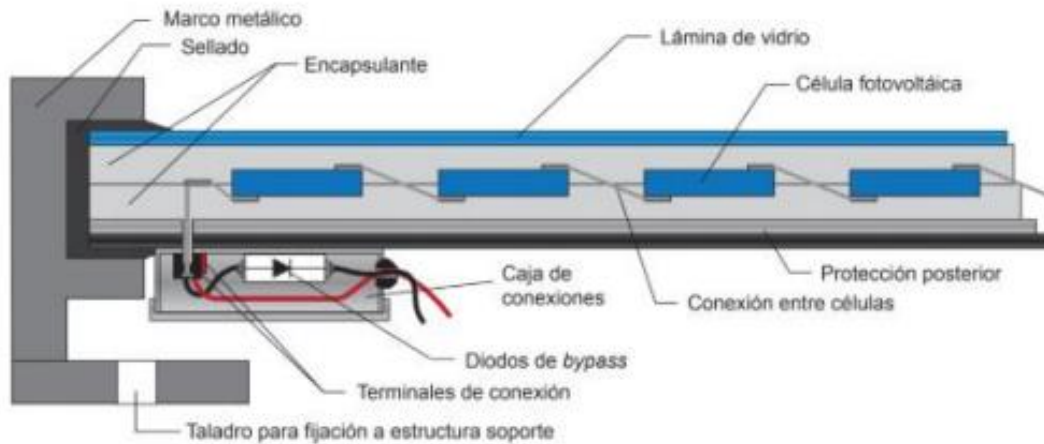


Ilustración 22.- Componentes de un panel fotovoltaico

3.2.2 Parámetros eléctricos y curvas características

Los módulos fotovoltaicos vienen caracterizados en su hoja de datos “Datasheet”, donde se muestran los valores eléctricos específicos. Se trata de una hoja técnica de características donde se recoge información sobre el fabricante, modelo del panel, propiedades, características del módulo, una descripción funcional, esquema de conexiones, condiciones de operación recomendadas, etc.

Entre los parámetros eléctricos a destacar en la caracterización de un módulo fotovoltaico se encuentran:

- I_{sc} : La intensidad de cortocircuito es la intensidad que se genera en el módulo cuando la tensión entre los terminales es cero, es decir es la intensidad máxima que puede producir el panel cuando no hay resistencia entre la conexión de los elementos semiconductores. Suele ser del orden del 5-15% mayor que el valor de la intensidad en el punto de máxima potencia (I_{MPP}).

- V_{oc} : La tensión de circuito abierto es la que proporciona el módulo cuando no hay carga conectada, es decir cuando la $I=0A$.

- P_{MPP} : La potencia en el punto de máxima potencia es la máxima potencia que puede generar el panel, esta potencia se alcanza al trabajar con la intensidad y voltaje de máxima potencia (I_{MPP} y V_{MPP}).

- I_{MPP} : La intensidad en el punto de máxima potencia es la intensidad que recorre el panel cuando se genera la potencia máxima, este valor siempre es inferior a la I_{sc} .

- V_{MPP} : El voltaje en el punto de máxima potencia es la tensión que se genera cuando el panel está generando su potencia máxima, su valor siempre es inferior a V_{oc} .

Estos valores vienen representados en las curvas Voltaje / Intensidad del módulo en el datasheet, y en las curvas de Potencia / Voltaje, tal como se muestra en la Ilustración 23. La representación de dichas curvas se realiza tomando como base las condiciones estándar de medida o STC, donde tenemos una irradiancia estándar de 1000 W/m^2 y una temperatura del módulo de 25°C .

Las curvas de los módulos fotovoltaicos están caracterizadas por los materiales de las células, la configuración de estas, y otros parámetros de operación que hacen variar las curvas características de los módulos. Estos parámetros de operación son la temperatura de la célula y la radiación que incide en el panel. En cuanto a la radiación incidente, cuanto mayor es esta, mayor es la potencia generada por el panel. Además, la curva se desplaza hacia valores recientes tanto de I como de V , donde el valor de I_{sc} varía notoriamente, mientras que V_{oc} varía levemente.

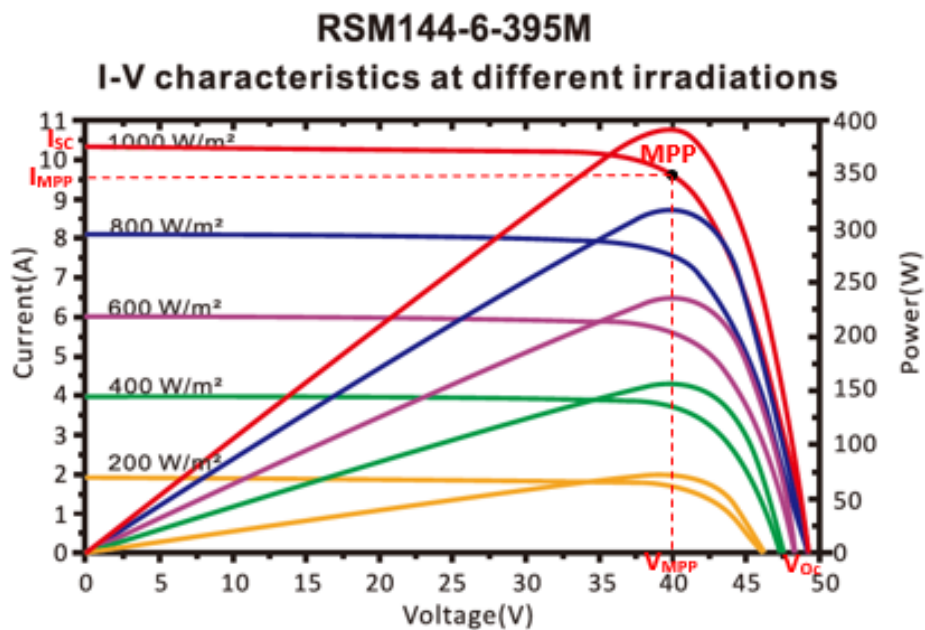


Ilustración 23.- Curvas características de un módulo fotovoltaico en función de la irradiancia

Por otro lado, se tiene la variación por la temperatura de las células. Esta variación afecta principalmente a los valores de voltaje de la curva característica obteniéndose que, a mayor valor de temperatura, mayor es la V_{oc} del módulo. No obstante, también varía el punto de máxima potencia y la I_{sc} aunque ligeramente.

La tendencia de las variaciones de las curvas características de los módulos en función de la temperatura (T) queda reflejada en la Ilustración 24.

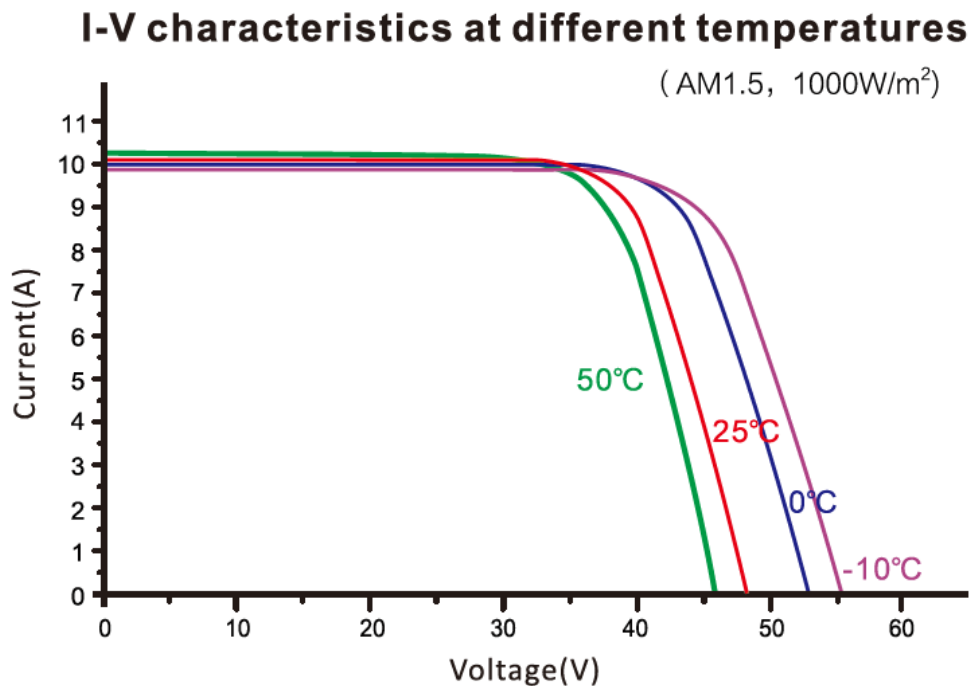


Ilustración 24.- Curvas características de un módulo fotovoltaico en función de la temperatura

3.2.3 Justificación del tipo de equipo utilizado

En la elección de los módulos para la instalación fotovoltaica objeto del proyecto se tienen en cuenta tanto el precio, la eficiencia, la potencia máxima y el coeficiente de temperatura, siendo este un indicador facilitado por el fabricante en el datasheet que refleja la variación de la tensión en circuito abierto V_{oc} en función de la temperatura.

El precio queda determinado por varios factores como lo son la potencia del panel, la eficiencia, la tecnología utilizada y las garantías. El precio de un panel solar policristalino está entre 120-200€ y entre 180-400€ para paneles monocristalinos.

Por otro lado, se tiene que la eficiencia de las placas solares determina la producción de energía eléctrica. Cuando hablamos de eficiencia en los módulos podemos referirnos a la eficiencia de las células, la eficiencia del sistema o la propia eficiencia del panel.

La eficiencia de una célula se entiende por la cantidad de energía solar que se puede convertir en energía eléctrica, para paneles policristalinos la eficiencia de las células suele encontrarse entre el 14 y el 18% y para paneles monocristalinos entre el 19 y el 23%. El porcentaje máximo teórico conseguido en laboratorio es de un 29% [23].

La eficiencia del sistema hace referencia a la energía que es capaz de convertir el sistema teniendo en cuenta las pérdidas del inversor, contando que estos dispositivos tienen unas pérdidas menores del 2-3%.

Y la eficiencia del panel refleja la eficiencia teniendo en cuenta todo el conjunto de células fotovoltaicas que lo conforman, representando el porcentaje de energía que el panel es capaz de transformar. La eficiencia del panel puede fluctuar durante el día en función de parámetros como la temperatura, orientación, inclinación, o presencia de sombras.

Por otro lado, se tiene que a mayor irradiación solar la potencia máxima del módulo será mayor, es decir el módulo será capaz de generar mayor potencia. Sin embargo, se debe considerar que cuanto mayor sea la temperatura del módulo, el rendimiento de este será peor, por lo que se buscan bajos coeficientes de temperatura, es decir, se persigue la mínima variación de la tensión de circuito abierto V_{oc} en función de la temperatura.

Para facilitar las tareas de evaluación previas de los paneles solares, una herramienta útil es "Tier 1" [24] (Ilustración 25) realizada por la compañía Bloomberg. Esta lista permite identificar las empresas proveedoras de paneles solares con mayor número de paneles vendidos y con mayor solvencia en el mercado actual, es decir es un listado que mide el nivel de aceptación en la industria, aunque esto no siempre sea sinónimo de calidad sino solo un indicador, por ello es recomendable el estudio de los test de rendimiento realizados a los paneles por diversas empresas y laboratorios independientes.

Entre los conjuntos de test de rendimiento y eficiencia podemos destacar pruebas como Photon test. Estos test incluyen desde test de rendimiento hasta test de resistencia y vida útil del panel. Otro ejemplo sería el DNVGL test que consiste en la realización de 4 pruebas en la que la degradación del panel debe ser menor de un 2% para considerarlo de calidad. Más del 70% de los paneles que figuran en la lista Tier 1 se han sometido a esta prueba.

Lista Tier 1 paneles solares

FABRICANTES DE PLACAS SOLARES DE PANELES SOLARES			
Jinko Solar	Hanwha QCells	JA Solar	Canadian Solar
Longi	Risen Energy	Trina Solar	Chint/Astronergy
GCL Systems	Talesun	Seraphim	First Solar
Suntech	Renesola	Znshine Solar	LG Electronics
BYD	Akcome	Eging	Sumec / Phono Solar
Jinneng	REC Group	Waaree	HT-SAAE
Adani/Mundra	Neo Solar Power / URE	Vikram Solar	Hengdian DMEGC
Jolywood	ET Solar	Lightway	Boviet
Hansol Technics	S-Energy	AU Optronics	Shinsung
Helience	Sharp	Winaico	

Ilustración 25.- Lista Tier 1 de paneles solares

Una vez escogidos los módulos fotovoltaicos se deben seguir unos criterios para dimensionar la instalación. Por un lado, se debe considerar la orientación de los módulos teniendo presente que los paneles orientados al sur producen un 54% más de energía que los orientados al norte. También se tiene que los paneles con orientaciones cercanas a los 36° producen mayor energía.

Por otra parte, la localización de la instalación es uno de los factores más determinantes en cuanto a la cantidad de energía generada teniendo que la irradiación solar en el sur de España es prácticamente un 27% más elevada que en el norte.

Cabe destacar que el factor más importante a la hora de calcular el número de paneles solares es el consumo energético de la vivienda, debiéndose realizar una estimación de cuáles van a ser los consumos energéticos en función de los dispositivos eléctricos que se vayan a utilizar, anotando su potencia unitaria y una aproximación de las horas de uso de cada equipo para obtener una aproximación de cuánta energía va a consumir cada equipo (Whd).

Un adecuado dimensionamiento es fundamental en las instalaciones fotovoltaicas aisladas para asegurar su vida útil y para garantizar un correcto funcionamiento del sistema. Es necesario asegurar que los paneles fotovoltaicos generen mayor cantidad de energía de la que se consume, es decir asegurar un excedente de energía para no sobrecargar los sistemas de almacenamiento y que no haya déficit de energía.

3.2.3.1 Justificación del panel fotovoltaico utilizado en el modelo desarrollado

Considerando todos los aspectos comentados con anterioridad se ha escogido para la simulación de este proyecto el uso de paneles fotovoltaicos Jinko con potencia pico de 340W. Dichos módulos están fabricados por una de las empresas suministradoras perteneciente a la lista Tier 1 [25] además de ser uno de los módulos con mayor rendimiento en la actualidad en el mercado, y disponer de una muy buena relación calidad precio, variando el coste de los mismos entre 0,27 y 0,3 €/kWh para instalaciones residenciales. Por otro lado, los paneles fotovoltaicos de Jinko se han sometido al test de rendimiento y eficiencia DNVGL realizando 4 pruebas para evaluar la degradación del panel bajo diversas condiciones:

- Condiciones térmicas variables
- Climas húmedos
- Prueba de cargas mecánicas
- Prueba de degradación forzada

En los test los paneles Jinko presentaron una degradación menor de un 2%, considerándose por ello de calidad bajo todos los test de rendimiento, siendo aptos para todas las condiciones a las que se han sometido.

En la Ilustración 26 se aprecian características básicas de este fabricante de paneles solares, donde se aprecia que los módulos pueden llegar a alcanzar hasta 19,55% de rendimiento [25], sin duda un valor bastante elevado.

Marcas de placas solares con mejor rendimiento

FABRICANTE	RENDIMIENTO	RANGO DE COEFICIENTE DE TEMPERATURA	GARANTÍAS
JinkoSolar	15.57% - 19.55%	-0.4 a -0.37	10 años
Amerisolar	14.75% - 17.01%	-0.43 a -0.43	12 años
Axitec	15.37% - 17.9%	-0.44 a -0.4	12 años
BenQ Solar (AUO)	15.5% - 18.3%	-0.42 a -0.39	10 años
Boviet Solar	16.5% - 17.5%	-0.4 a -0.4	12 años
Canadian Solar	15.88% - 18.33%	-0.41 a -0.39	10 años
CentroSolar	15.3% - 17.8%	-0.44 a -0.42	10 años
CertainTeed Solar	15.4% - 19.4%	-0.45 a -0.37	10 años
China Sunergy	14.98% - 16.53%	-0.42 a -0.41	10 años
EGing PV	16.47% - 19.1%	-0.42 a -0.43	10 años
ET Solar	15.67% - 17.52%	-0.44 a -0.41	10 años

Ilustración 26.- Características de los módulos fotovoltaicos de diversos proveedores

3.3 Inversores de corriente y reguladores de carga

Los módulos fotovoltaicos generan corriente continua de intensidad proporcional a la radiación incidente. Para alimentar los electrodomésticos de una vivienda es necesario transformar esa corriente continua en corriente alterna de las mismas características que la de la red utilizando unos equipos electrónicos denominados inversores de corriente o convertidores, encargados de la transformación de la corriente continua (CC) procedente de los paneles solares o de equipos de almacenamiento de energía en corriente alterna (AC) de 220V mediante la generación de una onda senoidal.

Dependiendo de la aplicación podemos clasificar los inversores en dos grandes grupos [26]. Por un lado, los inversores para instalaciones aisladas, que se utilizan en instalaciones sin conexión a la red eléctrica, capaces de convertir la corriente continua (DC) de los módulos fotovoltaicos y de los dispositivos de almacenamiento de energía a corriente alterna (AC) de 220V, para lo que precisan utilizar baterías. Por otro lado, los inversores de conexión a red que están equipados con seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) para maximizar la producción de los paneles solares. La corriente continua generada por los módulos es transformada a corriente alterna y mediante un algoritmo denominado (phase locked loop) se sincroniza la corriente alterna de salida con la de la red eléctrica, de esta forma la energía puede consumirse en la vivienda y/o ser inyectada en la red para su venta. Estos inversores no son capaces de generar una onda senoidal de 220V, necesitan obligatoriamente seguir una onda presente bien sea de la red o de un inversor de aisladas.

Los inversores vienen etiquetados con al menos la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- N° de serie y fabricante
- Polaridad y terminales

La potencia de salida del inversor puede estar expresada en vatios (W) o en Voltio-Amperios (VA). La diferencia entre uno y otro es el factor de potencia que depende de la eficiencia del inversor y de las cargas o consumos conectados a él. Así pues, un inversor con salida de 500VA tendrá una salida cercana a 495W cuando las cargas conectadas sean prácticamente resistivas puras. Y una salida de unos 450W con cargas fuertemente inductivas o capacitivas.

La salida de los inversores se ve fuertemente afectada por la temperatura, limitando el máximo de potencia que pueden entregar y el periodo de tiempo durante el cual pueden entregar esa potencia. Bajo las condiciones estándar de funcionamiento (STD), todos los inversores serán capaces de suministrar la potencia de salida nominal. Además, estos equipos cuentan con una capacidad de sobrecarga para alcanzar prácticamente el doble de la potencia nominal durante un corto periodo de tiempo y poder de este modo soportar el transitorio de arranque de las cargas más exigentes.

La salida de los inversores se ve fuertemente afectada por la temperatura limitando el máximo de potencia que pueden entregar y el periodo de tiempo durante el cual pueden entregar esa potencia. Bajo las condiciones estándar de funcionamiento (STD) todos los inversores serán capaces de suministrar la potencia de salida nominal. Además, estos equipos cuentan con una capacidad de sobrecarga para alcanzar prácticamente el doble de la potencia nominal durante un corto periodo de tiempo y poder de este modo soportar el transitorio de arranque de las cargas más exigentes.

Por tanto, se conoce que los rendimientos de los inversores están condicionados por la potencia y la temperatura de operación, siendo obligatorio que el equipo asegure una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

Por eficiencia en la conversión los inversores de aisladas de 12V tienen potencias de salida hasta 1200W, los inversores con tensión de funcionamiento de 24V tienen potencias entre los 1000W y 3000W y los de 48V entre 4000W y 8000W. Por otra parte, los inversores conectados a la red trabajan en un rango de tensiones mucho más elevado entre los 400V y 500V para mejorar la eficiencia.

Los inversores disponen internamente de las protecciones necesarias para evitar las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

Los inversores de conexión a red integran un regulador de carga en su cuerpo cuya función es gestionar la producción fotovoltaica adaptando la CC generada por los paneles para adaptar el voltaje al rango de funcionamiento del inversor y optimizar el funcionamiento de la instalación.

Los inversores de aisladas pueden contener integrado el cargador o no llevarlo. Aquellos inversores sin cargador precisan de la conexión del regulador de carga como elemento independiente previo al inversor, que se encargará de cargar y proteger las baterías de los inversores de aisladas consiguiendo así un funcionamiento óptimo de la instalación y alargando la vida útil del equipo. Por otro lado, los inversores con cargador además de realizar su función como inversor tienen la opción de utilizarse como cargadores para las baterías conectando al equipo un grupo electrógeno o la propia red.

Una vez que se conecta grupo/red AC al equipo, el equipo coge esta red tanto para cargar baterías como para suministro AC.

E Una vez que se conecta un grupo red de corriente alterna al equipo, este coge esta red tanto para cargar baterías como para suministro de corriente alterna.

Existen dos grupos de reguladores, los PWM (Pulse Width Modulation) y los MPPT [27]. Los reguladores PWM no actúan en fase bulk, etapa donde se realiza el primer impulso de carga de la batería utilizando toda la potencia posible (la máxima del sistema) para comenzar el proceso, lo que hacen es medir la tensión de la batería, y si es inferior a la de absorción simplemente actúan de interruptor conectando directamente los paneles a la batería. Entre sus ventajas se encuentran su sencillez, su reducido tamaño y peso, y su precio, y tienen una

vida útil bastante larga. No encontramos reguladores únicos por encima de los 60 A para corriente continua, por lo que tenemos una capacidad limitada para sistemas que requieran altas potencias.

No tiene sentido poner por ejemplo un panel de 72 células en un sistema a 12V, ya que como hemos dicho el panel trabajará en el punto que le marque la tensión de la batería y estaríamos desperdiciando mucha potencia.

Tampoco debemos utilizar nunca paneles de 60 células con estos reguladores, ya que por ejemplo si lo utilizamos para un sistema a 12V estaríamos malgastando potencia tal y como hemos dicho anteriormente (además de poder quemarlo), y si lo utilizamos para un sistema a 24V tendremos problemas para cargar completamente la batería, ya que en verano con el calor los paneles dan menos tensión y la tensión que nos da este panel no llega al valor necesario para que la batería pueda entrar en absorción.

El MPPT consiste en un convertidor (reductor) DC/DC. Este regulador pone a los paneles a trabajar en el punto de máxima potencia independientemente de la tensión a la que se encuentre la batería, por lo que a la entrada del dispositivo tendremos la tensión de los paneles que ese momento corresponda a su punto de máxima potencia y a la salida tendremos la tensión que el regulador MPPT ajuste para la carga de la batería. El regulador MPPT tiene un rendimiento de hasta un 30% superior al regulador PWM, y en este caso las configuraciones de paneles dependen de las tensiones de entrada máximas que soporte en MPPT.

3.4 Electrolizadores

La producción de hidrógeno utilizando recursos renovables juega un papel crucial en la transformación sostenible de la energía, gracias a sus múltiples aplicaciones al actuar como vector energético, desde servir como almacenamiento de fuentes de energía renovables, facilitar la movilidad limpia en vehículos de pila de combustible, o como punto de partida para la producción de combustibles sintéticos.

Existe un interés creciente en la electrólisis que ha llevado al desarrollo de varios tipos de electrolizadores. Los tipos más comunes incluyen celdas de electrolizador de óxido sólido (SOEC), celdas de membrana de intercambio de protones (PEM) y electrolizadores de electrólisis alcalina [25].

Los electrolizadores son dispositivos que permiten producir hidrógeno mediante un proceso químico denominado electrólisis, capaz de separar las moléculas de hidrógeno y oxígeno de las que se compone el agua haciendo uso de la electricidad para obtener hidrógeno mediante un proceso libre de emisiones contaminantes, propiciando una economía descarbonizada.

La Tabla 1 resume las principales características y etapas de desarrollo de los tres métodos principales de electrólisis mencionados con anterioridad.

<i>ESPECIFICACIÓN</i>	<i>UNIDADES</i>	<i>ALCALINO</i>	<i>PEM</i>	<i>SOEC</i>
Madurez de la tecnología		Comercialización extendida	Comercialización media	Investigación y desarrollo
Tª celda	°C	60-80	50-80	900-1000
Presión celda	bar	<30	<30	<30
Densidad media	Acm ⁻²	<0.45	1.0-2.0	0.3-1.0
Voltaje celda	V	1.8-2.4	1.8-2.2	0.95-1.3
Eficiencia del voltaje	%	62-82	67-82	81-86
Consumo específico del sistema de energía	KWh·Nm ⁻³	4.2-4.8	4.4-5.0	2.5-3.5
Mínima carga parcial	%	10-40	0-10	-
Área celda	m ²	3.0-3.6	<0.13	<0.66
Producción de H₂/electrolizador	Nm ³ h ⁻¹	<1400	<400	<10
Vida útil	Kh	55-120	60-100	8-20
Pureza del H₂	%	>99.88	99.999	-
Tiempo de arranque en frío	min	15	<15	>60
Coste de inversión	€ KW ⁻¹	800-1500	1400-2100	>2000
Eficiencia eléctrica	% LHV	63-70	56-60	74-81

Tabla 1.- Características químicas y técnicas electrolizadores

Los electrolizadores alcalinos son hoy en día los más vendidos, aunque los modelos PEM compiten con ellos al presentar importantes ventajas respecto al primero pues pueden ser dispositivos reversibles y además operar a voltajes de celda más bajos, densidades de corriente, temperaturas y presiones más altas que conducen a mayores eficiencias (80-90%) [28].

En contrapartida, la desventaja de los electrolizadores PEM radica en la durabilidad de los componentes y en los mayores costos asociados a elementos de contacto como las placas bipolares y colectores de corrientes fabricados a base de titanio, además de contar con la elevada carga de iridio presente en el electrocatalizador para la reacción de evolución de oxígeno (REA). Por ello, los esfuerzos de desarrollo se focalizan en la búsqueda de nuevos materiales.

En comparación con la tecnología alcalina, la tecnología PEM es particularmente adecuada para acoplarse con fuentes de energía renovables [28] gracias a su alta capacidad para absorber la energía durante los regímenes transitorios. Es sin duda, una de las características más importantes solicitadas al acoplar con fuentes dinámicas como RES, por ello para la realización de este estudio se ha utilizado un electrolizador tipo PEM para el desarrollo de las diversas simulaciones y análisis de datos.

Si comparamos las tecnologías citadas en el apartado previo, con los electrolizadores SOE, estos últimos ofrecen una mayor eficiencia, sin embargo, aún se están desarrollando para su comercialización. Su eficiencia cercana al 100% genera interés en los desarrollos relacionados con la mejora de la durabilidad y los costes.

3.4.1 Electrolizadores alcalinos

El rango de funcionamiento de los electrolizadores alcalinos va desde una carga mínima del 10% hasta la capacidad total de diseño [22].

La conductividad del KOH acuoso es máxima cuando su concentración es cercana al 28% y, por lo tanto, la mayoría de los electrolizadores alcalinos utilizan el hidróxido de sodio como electrolito con una concentración del 25% al 35% en agua [29]. A medida que se aumenta la temperatura, la conductividad de este electrolito disminuye presentando un valor máximo de aproximadamente 150 ° C.

Se pueden distinguir dos tipos de configuración para conformar un electrolizador alcalino:

- Configuración monopolar: las celdas electrolíticas se conectan en paralelo. Los cátodos de todas las celdas electrolíticas están conectados entre sí, al igual que los ánodos, pero ánodos y cátodos están físicamente separados mediante el electrolito (ver Ilustración 27).

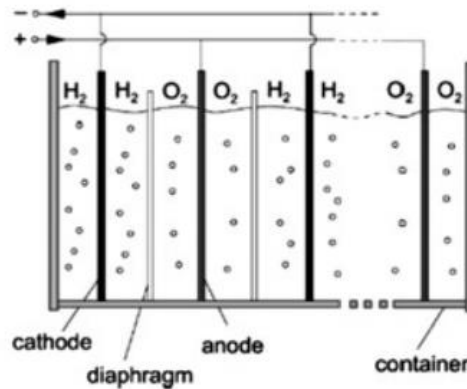


Ilustración 27.- Configuración monopolar electrolizador alcalino

- Configuración bipolar: las celdas electrolíticas se conectan en serie. El cátodo de una celda electrolítica se conecta con el ánodo de la siguiente celda, siguiendo esta configuración hasta conectar todos los electrodos. En esta configuración el ánodo y el cátodo se montan juntos separados por un aislante eléctrico usualmente cerámico, es la configuración que suelen usar los electrolizadores que operan a sobrepresión (ver Ilustración 28).

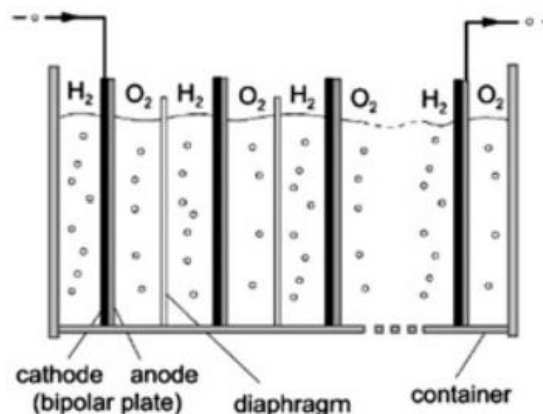


Ilustración 28.- Configuración bipolar electrolizador alcalino

Las principales ventajas de los electrolizadores bipolares frente a los unipolares son el menor espacio requerido, sin embargo, presentan corrientes parásitas colaterales que disminuyen la eficiencia de Faraday.

La Ilustración 29 muestra la configuración básica de una celda electrolítica alcalina. Los electrodos se encuentran inmersos en un electrolito de KOH separados por un diafragma cerámico o de polisulfonato, que permite fluir a la corriente, pero es impermeable a los gases.

Durante la electrolisis, se forma oxígeno en el ánodo e hidrógeno en el cátodo. Los iones hidroxilo (OH⁻) disueltos atraviesan el diafragma portando la carga eléctrica, y se separan en agua líquida y oxígeno gaseoso al alcanzar el ánodo, liberando un electrón que es recogido por el ánodo debido a la diferencia de potencial inducida por la fuente de tensión continua colocada entre los electrodos [30]. Cuando los electrones pasan al cátodo se combinan con las moléculas de agua líquida separándolas en hidrógeno gaseoso e iones hidroxilo que se ven obligados a migrar otra vez hacia el ánodo por la acción del campo eléctrico.

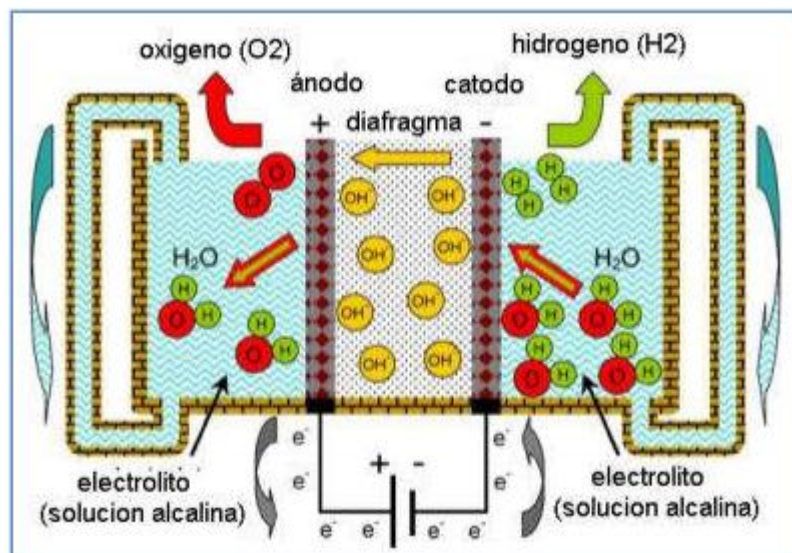
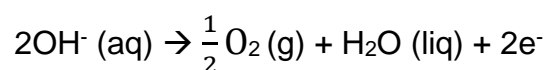


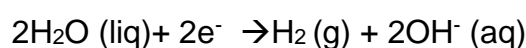
Ilustración 29.- Principio de funcionamiento electrolizador alcalino

Las reacciones químicas que tienen lugar en un electrolizador alcalino son:

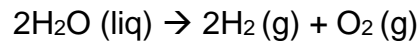
-Ánodo:



-Cátodo:



-Reacción general:



En la Tabla 2 se resume las características destacables de los electrolizadores alcalinos [26]:

<i>Características y desempeño</i>	
Temperatura de Operación	60 – 80 °C
Presión de Operación	<30 bares
Eficiencia Eléctrica	>60% (con hidrógeno puro)
Voltaje actual	1,8 – 2,4 V
Densidad actual	<450 mA/cm ²
Tiempo de puesta en marcha	Pocos minutos
Tiempo de respuesta ante una rápida variación en la demanda	Relativamente rápido
Producción de H ₂ /electrolizador	<1400 Nm ³ h ⁻¹

Tabla 2.- Características y desempeño electrolizador alcalino

Se utilizan intercambiadores de calor y filtros para mantener una temperatura de funcionamiento constante, reducir los efectos de polarización derivados de la formación de burbujas y los gradientes de concentración, y eliminar posibles sólidos en suspensión. La concentración del electrolito se controla mediante la adición de agua de alta pureza según sea necesario, dependiendo de la tasa de producción de hidrógeno.

3.4.2 Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)

Un electrolizador PEM es un dispositivo convertidor de energía electroquímica que usa electricidad para oxidar el agua [31], las moléculas de agua se descomponen en oxígeno, protones y electrones en el ánodo. Los electrones se aíslan de los protones en la superficie de un catalizador a base de platino. Los protones pasan al cátodo atravesando la membrana a la vez que los electrones viajan en un circuito externo, generando la salida eléctrica de la celda. En el lado del cátodo, otro electrodo de metal precioso los electrones reducen los protones produciendo hidrógeno se combina con oxígeno para producir agua, que se

expulsa como el único producto de desecho. El oxígeno puede proporcionarse en forma purificada o directamente del aire.

En la Ilustración 30 se representa el principio de funcionamiento del dispositivo. También se puede observar el diseño básico de un electrolizador, que consiste en dos medias celdas con un electrolito. Los electrolizadores PEM requieren un electrolito no líquido, es una membrana polimérica ácida de intercambio de protones (PEM). Hacia afuera de cada lado de la membrana, hay una capa de catalizador porosa, donde ocurren las reacciones. El conjunto de la membrana de intercambio de protones y la capa de catalizador doble conforman el “Electrodo de Membrana”. Envolviendo el MEA, está el colector de corriente que conecta física y eléctricamente la capa de catalizador a la placa bipolar.

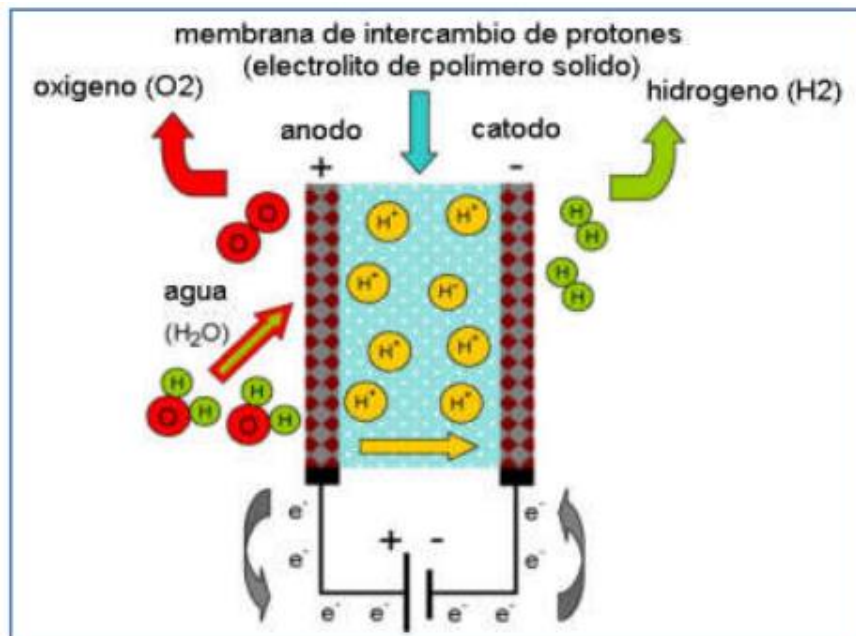
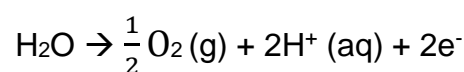


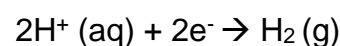
Ilustración 30.- Principio de funcionamiento electrolizador PEM

Las reacciones químicas que tienen lugar en un electrolizador PEM son:

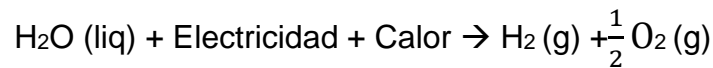
-Ánodo:



-Cátodo:



-Reacción general:



En la Tabla 3 se resume las características destacables de los electrolizadores PEM [26]:

<u>Características y desempeño</u>	
Temperatura de Operación	50 - 80 °C
Presión de Operación	<30 bar
Eficiencia Eléctrica	56– 60%
Voltaje actual	1,8 – 2,2 V
Densidad actual	100-200 A/cm ²
Tiempo de puesta en marcha	Prácticamente inmediato
Tiempo de respuesta ante una rápida variación en la demanda	Muy rápido
Producción de H ₂ /electrolizador	<400 Nm ³ h ⁻¹

Tabla 3.- Características y desempeño electrolizador PEM

El principio de funcionamiento de un electrolizador PEM es el inverso al de una pila de combustible PEM [31]. En una pila de combustible PEM, con el hidrógeno y el oxígeno se produce una corriente eléctrica de CC, agua y calor. Aunque el electrolizador y la pila de combustible trabajen con reacciones inversas, los dispositivos son diferente. Los materiales de carbono, como los soportes de catalizadores, estructuras porosas y placas bipolares, que se utilizan normalmente en pilas de combustible no se pueden utilizar en el ánodo del electrolizador debido a la corrosión por parte del oxígeno. Además de la celda electrolítica, un electrolizador debe tener una fuente de alimentación con regulador de tensión, un sistema para almacenamiento de agua, bomba de circulación de agua, separadores agua-gas para hidrógeno y opcionalmente para oxígeno, intercambiador de calor, controles e instrumentación.

Las principales ventajas de los electrolizadores PEM son el diseño compacto, la alta conductividad de protones, bajo cruce de gas y la posibilidad de operar a altas presiones entregando el hidrógeno a alta presión al usuario final, requiriendo así, menor energía para comprimir y almacenar el hidrógeno.

El inconveniente de este sistema es la limitación de la vida útil de membranas suponiendo un aumento en el coste de la tecnología.

La baja tasa de cruce de gas de la membrana de electrolito de polímero permite que el electrolizador funcione con una amplia gama de entrada de energía.

3.4.3 Electrolizadores de óxido sólido (SOEC)

Las celdas SOE utilizan electrolitos cerámicos sólidos (por ejemplo, zirconia estabilizada con itria) que son buenos conductores de iones de oxígeno (O^{2-}) a temperaturas muy altas en el rango de $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$ [27]. La temperatura de funcionamiento se decide por la conductividad iónica del electrolito.

En la Ilustración 31 queda representado el principio de funcionamiento del electrolizador de óxido sólido. El gas de alimentación, vapor, pasa a través del cátodo donde se reduce para producir hidrógeno. Como el electrolito es impermeable al hidrógeno gaseoso, los iones O^{2-} migran a través del electrolito hacia el ánodo bajo la acción del campo eléctrico, donde se recombinan formando oxígeno gaseoso y liberan electrones hacia el circuito exterior.

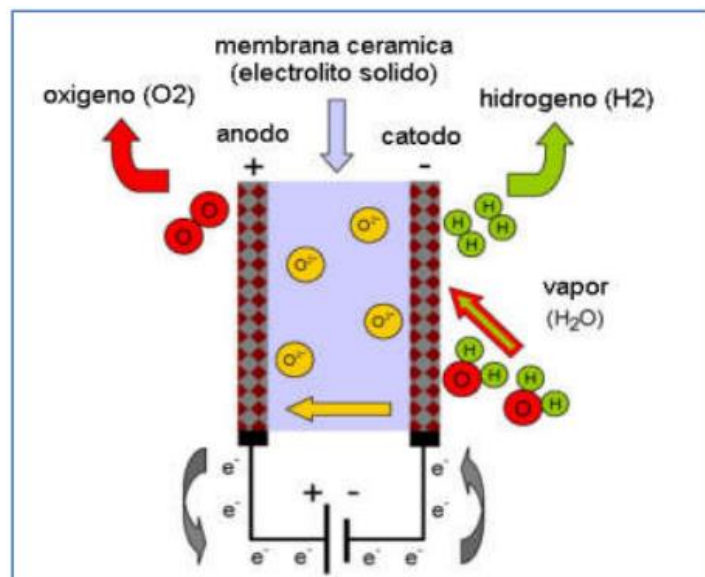


Ilustración 31.- Principio de funcionamiento electrolizador SOEC

La principal ventaja de esta tecnología es la independencia con respecto a elementos químicos nobles como catalizadores que aumentan el coste del equipo. Por otro lado, operan a alta presión, por lo cual se evita ocupar energía en una etapa posterior de compresión de gases. Y se debe considerar también que el electrolito es impermeable al vapor de agua y a los gases del producto, por lo que separa de forma eficaz el hidrógeno y el oxígeno.

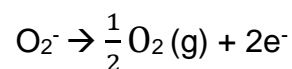
En la Tabla 4 se resume las características destacables de los electrolizadores SOEC [26]:

<u>Características y desempeño</u>	
Temperatura de Operación	900 – 1000 °C
Presión de Operación	<30 bares
Eficiencia Eléctrica	74-81%
Voltaje actual	0,3 – 1,0 V
Densidad actual	Hasta 1000 mA/cm ²
Tiempo de puesta en marcha	Hasta varias horas (en función del tamaño)
Tiempo de respuesta ante una rápida variación en la demanda	Lento
Producción de H ₂ /electrolizador	<10 Nm ³ h ⁻¹

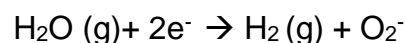
Tabla 4.- Características y desempeño electrolizador SOEC

Las reacciones químicas que tienen lugar en un electrolizador SOEC son:

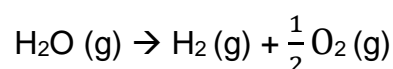
-Ánodo:



-Cátodo:



-Reacción general:



La tecnología de células SOE aún se encuentra en la etapa de desarrollo debido a los problemas que aparecen en los materiales relacionados con la operación a alta temperatura, entre 700-1000 ° C. Los bajos tiempos de vida de los materiales utilizados para la construcción de las celdas, la mezcla de fases adyacentes y los problemas relacionados con ciclos térmicos y sellado de gases son algunos de los factores que impiden que la tecnología se comercialice con éxito.

3.4.4 Estado de evolución electrolizadores

Ha habido un aumento importante en el número de instalaciones de electrólisis durante la última década destinadas a producir hidrógeno a partir de agua, con la tecnología PEM haciendo importantes avances en el mercado. Geográficamente, la mayoría de los proyectos se encuentran en Europa, aunque también se han iniciado o anunciado proyectos en Australia, China y América.

El tamaño promedio de las nuevas instalaciones de electrolizadores ha aumentado en los últimos años de 0,1 MWe en el periodo 2000-09 a 1,0 MWe en 2015-19 [22], lo que indica un cambio de pequeños proyectos piloto y de demostración a aplicaciones a escala comercial. Esto debería comenzar a crear economías de escala que ayudarán a reducir los costos de capital y aumentar la cadena de suministro de la industria de electrolizadores.

Varios proyectos en desarrollo tienen tamaños de electrolizador de 10 MWe o más, y ahora se están discutiendo algunos proyectos con tamaños de electrolizador de 100 MWe o más.

Los incrementos de capacidad global de electrolizadores con fines energéticos han aumentado rápidamente en los últimos años, y las instalaciones han aumentado de tamaño, lo que proporciona reducciones de costos a partir de economías de escala y efectos de aprendizaje.

3.5 Almacenamiento de hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo, pero tiene la limitación de no encontrarse en estado libre, sino formando compuestos orgánicos junto al carbono o formando agua junto al oxígeno. Por ello el hidrógeno es considerado un vector energético en lugar de un recurso natural o fuente de energía primaria, puesto que es necesaria su producción.

Para obtener hidrógeno se precisa la separación de los compuestos de los que forma parte, lo cual precisa una demanda energética fundamentalmente en forma de calor o electricidad que procederá de las denominadas fuentes primarias: fósil, nuclear o renovables.

Afortunadamente, existen diversas tecnologías de proceso para la obtención del H₂ a partir de materias primas como procesos químicos, electrolíticos, fotolíticos, termoquímicos o biológicos [32]. Las etapas de la cadena de valor del hidrógeno se recogen en el esquema representativo de la Ilustración 32.

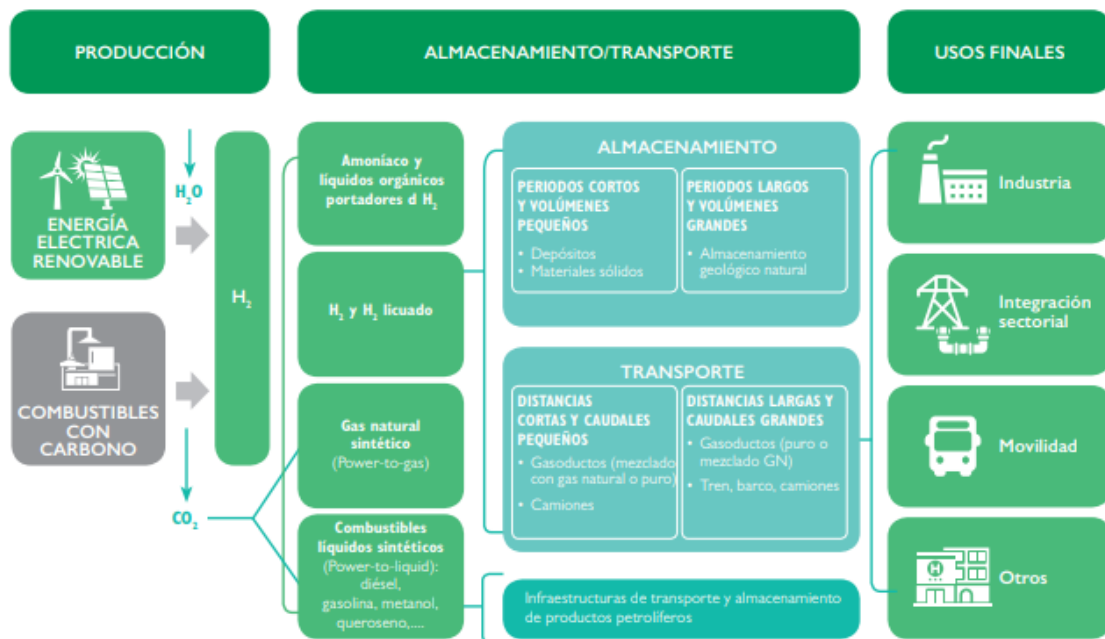


Ilustración 32.- Etapas de la cadena de valor del hidrógeno (MITERD), 2020

El atractivo que se está generando por la inclusión del H₂ como recurso energético es derivado en gran parte de la alternativa de generación de hidrógeno como combustible mediante fuentes de energía limpias y verdes que reemplacen a los combustibles fósiles. Además, es considerado futuro portador de energía limpia y eficiente aceptado en todo el mundo gracias a su alto

contenido energético (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), 2020) [32]. Esos datos se reflejan en la Tabla 5 donde se muestra un comparativo con los contenidos energéticos de diferentes combustibles publicados en el artículo de S. Dutta en la revista “Journal of Industrial and Engineering Chemistry” 20 (2014) 1148-1156 [33].

Además, se debe considerar que el hidrógeno está focalizado a desempeñar un papel significativo en los sistemas energéticos limpios y flexibles en gran parte por su capacidad para almacenar grandes cantidades de energía durante largos periodos de tiempo. Por ello, las diversas opciones y los costos de la infraestructura de almacenamiento son de vital importancia.

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo, sin embargo, para producirlo, hace falta separarlo de otros elementos, para lo que hay que aplicar importantes cantidades de energía.

El problema hoy por hoy es que para producir y transportar el hidrógeno hay que gastar más energía que la se puede obtener de su uso, por lo que únicamente el uso de energía procedente de excedentes de generación de fuentes renovables tiene sentido para la producción de hidrogeno que vaya a ser usado como almacenamiento de energía, este es el denominado hidrógeno verde.

COMBUSTIBLE	ENERGÍA CONTENIDA (MJ/Kg)
<i>Hidrógeno</i>	120
<i>Gas Natural Licuado</i>	54.4
<i>Propano</i>	49.6
<i>Gasolina para aviación</i>	46.8
<i>Gasolina para automóviles</i>	46.4
<i>Diésel para automóviles</i>	45.6
<i>Etanol</i>	29.6
<i>Metano</i>	19.7
<i>Carbón</i>	27
<i>Madera Seca</i>	16,2

Tabla 5.- Contenido energético de diferentes combustibles.

La competitividad de las diferentes alternativas se medirá en función de la distancia a la que se debe transportar el hidrógeno para su uso, la escala de uso y el destino final del mismo.

En la Ilustración 33 se muestran las alternativas existentes para la transmisión, distribución y almacenamiento de energía [22]. Dependiendo del contexto y el tipo de portador de hidrógeno, se pueden combinar las alternativas en cadenas de valor para la transmisión y distribución de hidrógeno, lo que genera costos específicos de la ubicación. (IEA (International Energy Agency), 2019).

El hidrógeno plantea una dificultad en su almacenamiento al ser un gas de baja densidad. En la actualidad, el 85% del H₂ es producido y consumido in situ, y el 15% restante se transporta a través de tuberías o camiones.

La manera más común en la actualidad para el almacenamiento y distribución de H₂ es en forma de gas comprimido o líquido. En el futuro, el equilibrio entre estas opciones podría cambiar y podrían surgir nuevas alternativas. En la Tabla 6 se recogen diversas formas de almacenar combustible de hidrógeno según el artículo de S.Dutta en la revista Journal of Industrial and Engineering Chemistry 20 (2014) 1148-1156 [33].

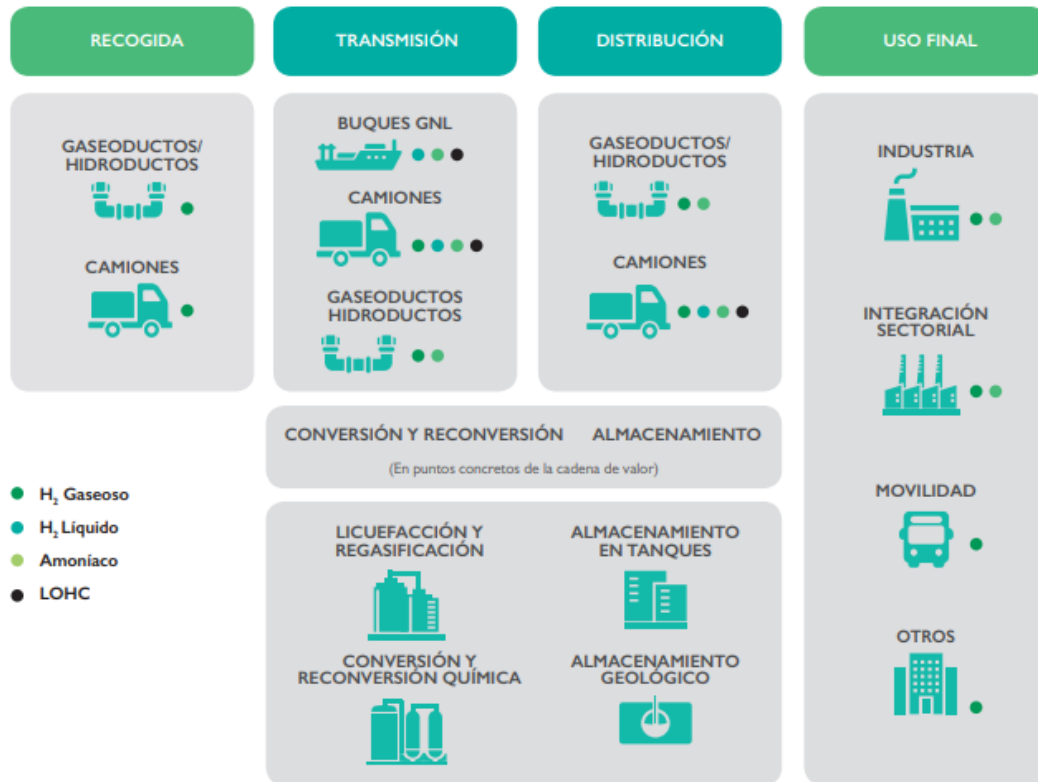


Ilustración 33.- Elementos de transmisión, distribución y almacenamiento del H₂, IEA (2019)

CATEGORÍA	TIPO
Almacenamiento gaseoso	Hidrógeno comprimido
Almacenamiento líquido	Hidrógeno licuado
Almacenamiento químico (hidruro de metal)	MgH ₂ , CaH ₂ , NaH, PCN-6
Almacenamiento físico	PCN (red de coordinación porosa)

Tabla 6.- Tipos de almacenamiento de hidrógeno.

Hoy en día, los tanques para almacenar hidrógeno en estado líquido o gaseoso se utilizan para aplicaciones de pequeña escala. Sin embargo, la demanda de hidrógeno a grandes escalas y su flujo intercontinental requerirá otras alternativas de almacenamiento, por tanto, se puede decir que la elección entre estas alternativas depende del volumen a almacenar [32], de la duración de almacenamiento y de la disponibilidad geográfica de diferentes opciones.

Es posible que en ubicaciones como terminales de exportación se precise del almacenamiento de H_2 durante corto tiempo antes de su envío. En otras ubicaciones como es el caso de las estaciones de repostaje es necesario almacenar hidrógeno durante horas o incluso varios días si se pretende protegerse frente a desajustes en la oferta y la demanda. Si por otro lado pretendemos suplir los desajustes estacionales importantes en el suministro de electricidad o demanda de calor se debe recurrir a una opción de almacenamiento con mayor capacidad para acumular durante un largo periodo de tiempo.

En general, el almacenamiento geológico es el más indicado para el almacenamiento de grandes cantidades de hidrógeno durante un periodo extendido en el tiempo, mientras que los tanques se adecuan mejor al almacenamiento de cantidades más reducidas de hidrógeno para un almacenamiento a corto plazo.

Dentro de la clasificación de almacenamiento geológico para almacenar hidrógeno a gran escala y largo plazo encontramos las cavernas de sal, depósitos de gas natural o petróleo agotados y acuíferos.

Estas alternativas se utilizan actualmente para el almacenamiento del gas natural proporcionando importantes economías de escala y altas eficiencias unido con los bajos costos operativos y costos del suelo, y son una buena opción para almacenar grandes cantidades de H_2 a expensas de su menor densidad energética en comparación con el gas natural.

3.5.1 Cavernas de sal

Las cavernas de sal se han utilizado para almacenar hidrógeno en el sector químico en Reino Unido desde 1970 y en EEUU desde 1980. Las altas presiones a las que se encuentra el gas permiten altas tasas de descarga haciéndolas atractivas para aplicaciones industriales y el sector energético.

Actualmente, EEUU posee la mayor capacidad en cavernas de sal en funcionamiento pudiendo almacenarse alrededor de 30 días de producción de H_2 por parte de un reformador de metano a vapor, es decir entre 10 y 20

mil toneladas de H_2 , para apoyar la oferta y la demanda de productos químicos [22]. Por otra parte, Reino Unido tiene tres cavernas de sal con capacidad para $1KtH_2$, y Alemania ha lanzado un proyecto de demostración para almacenar $3,5KtH_2$ en una caverna de sal (previsto para 2023).

3.5.2 Acuíferos

Los depósitos de gas natural y petróleo agotados tienen mayor capacidad que las cavernas de sal, en contrapartida son permeables y contienen contaminantes que se deben eliminar para su posterior uso para almacenamiento de hidrógeno.

La alternativa de utilizar acuíferos como almacenamiento geológico de hidrógeno es la opción menos madura de las mencionadas con anterioridad aunque, se tienen evidencias de su idoneidad para almacenar gas ciudad con entre el 50 y 60% de hidrógeno [22]. Al igual que con los depósitos agotados de petróleo y gas natural las barreras naturales atrapan la mayor parte del hidrógeno en el subsuelo, pero hay riesgo de pérdidas de hidrógeno al producirse las reacciones con microorganismos, fluidos y rocas. La viabilidad y costo de utilizar acuíferos agotados aún no está probada.

Como se comentó el almacenamiento geológico ofrece las mejores perspectivas para almacenamiento a gran escala y largo plazo, sin embargo, la distribución geográfica, el tamaño elevado y los requisitos de mínima presión los hacen poco adecuados para almacenamiento a menor escala y de corto plazo.

3.5.3 Tanques de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento de hidrógeno comprimido o licuado tienen altas tasas de descarga con eficiencias cercanas al 99% lo que los hace atractivos para aplicaciones de menor escala donde es necesario disponer fácilmente de una reserva local de combustible.

Las dimensiones de los tanques de almacenamiento de hidrógeno se encuentran con la problemática de la baja densidad que este combustible posee. En la actualidad continúa la investigación con el objetivo de reducir el tamaño de los tanques [22]. Entre otras vías de investigación se estudia el alcance de los tanques subterráneos puesto que pueden tolerar mayores presiones (hasta 800 bar) permitiendo una mayor compresión del hidrógeno.

Los tanques que almacenan hidrógeno comprimido suelen ser de acero o tanques ligeros de fibra de carbono con geometría cilíndrica o esférica que han demostrado su capacidad de operación hasta presiones de 700 bares. A mayor presión mayor cantidad de hidrógeno queda almacenado por unidad de volumen.

Por otro lado, los tanques de almacenamiento de hidrógeno líquido precisan de temperaturas criogénicas ya que su temperatura de ebullición a T_{amb} es de $-253^{\circ}C$. La densidad energética por unidad de volumen del hidrógeno líquido es mucho más elevada a la del hidrógeno gaseoso, pudiendo almacenar mayores cantidades de H_2 en el mismo volumen. Sin embargo, también presenta desventajas como la pérdida de entre el 30 y 40% de la energía cuando el hidrógeno pasa al proceso de licuefacción. A estas desventajas se unen las pérdidas por evaporación en aquellos instantes de tiempo en los que no se utiliza el sistema resultando imprescindible utilizar tanques aislados.

3.5.4 Hidruros metálicos

Otra alternativa para el almacenamiento de hidrógeno es el almacenamiento en estado sólido, para ello el hidrógeno se puede incorporar a la estructura cristalina de determinados metales formando hidruros, consiguiendo mayor densidad, o se puede hacer uso de materiales porosos por adsorción de superficie como los nanotubos de carbono.

El hidrógeno reacciona con varios metales de transición como pueden ser el cromo, hierro, litio, magnesio o níquel, formando hidruros. Estos compuestos tienen una eficiencia para absorber y liberar hidrógeno que se establece en función de la presión y temperatura a la que se encuentra el

compuesto. Si estas condiciones son adecuadas las reacciones serán reversibles, y, por tanto, la masa metálica podría usarse como depósito de almacenamiento de hidrógeno sólido que podría cargarse y descargarse de forma ilimitada.

Con este tipo de almacenamiento el hidrógeno queda liberado al aplicar calor a los materiales y mediante la reducción de la temperatura.

Dentro de los hidruros recargables el magnesio es uno de los materiales más atractivos para el almacenamiento de hidrógeno puesto que posee alta capacidad y tiene un bajo coste, pudiendo llegar a almacenar un 7,6% de peso de hidrógeno [22].

Este tipo de almacenamiento es seguro y permite almacenar mayor cantidad de hidrógeno por unidad de volumen que con hidrógeno líquido. Sin embargo, el peso es elevado no siendo adecuados para aplicaciones móviles, y siendo especialmente útil para aplicaciones estacionarias aisladas con energía procedente de fuentes renovables.

3.5.5 Materiales basados en carbono

Dentro de los materiales basados en carbono se encuentran los nanotubos y las nanofibras de grafito.

Los nanotubos están conformados por redes hexagonales de carbono. Estos son ligeros y porosos y están caracterizados por poseer una alta resistencia mecánica. Además, estos materiales han despertado mucho interés en gran cantidad de aplicaciones tecnológicas. Estos materiales se consideran muy eficientes debido a su gran capacidad de adsorción permitiendo almacenar hidrógeno con el doble de densidad que cuando se encuentra en estado líquido [22]. No obstante, para utilizar los nanotubos como alternativa de almacenamiento de hidrógeno se precisan temperaturas muy bajas (inferiores a -196°C), además si la muestra se deja a temperatura ambiente la mayor parte del hidrógeno se evaporará.

3.6 Pilas de combustible

El desarrollo del hidrógeno está ligado en gran medida a la investigación y desarrollo de la tecnología de pilas de combustible presentándose como la una posible solución en sectores de generación de energía eléctrica y automoción [34].

Una pila de combustible es un dispositivo electroquímico que transforma la energía química en electricidad y calor. Estos dispositivos constan de dos electrodos, ánodo y cátodo, separados por medio de un electrolito que puede ser de naturaleza líquida o sólida.

La celda es el elemento básico de un sistema basado en pilas de combustible, que se compone de los elementos descritos a continuación [34]:

Electrolito: Conductor iónico, aislante eléctrico y separador del cátodo y el ánodo. Los electrolitos de naturaleza líquida precisan utilizar electrodos porosos con los que está en continuo contacto. Los reactivos gaseosos se difunden a través de una delgada capa de electrolito y reaccionan electroquímicamente en las superficies de los electrodos. Por otro lado, las pilas de combustible que hacen uso de electrolitos sólidos contienen un alto número de catalizadores en la interfaz conectados eléctrica e iónicamente tanto a los electrodos como al electrolito para difundir los reactivos gaseosos.

Electrodos: Las reacciones electroquímicas tienen lugar en la superficie de los electrodos. En el ánodo tiene lugar la oxidación del combustible y es en el cátodo donde aparece la reducción del oxígeno. Entre las funciones de estos elementos se pueden destacar la conducción de iones, asegurar la distribución uniforme de los reactivos gaseosos en el electrolito y asegurar la eficiencia de la reacción en el recorrido de los productos hacia la fase gaseosa.

El combustible oxidado en el ánodo, libera electrones que fluyen por el circuito externo hasta el cátodo. El circuito se completa con el flujo de iones en el electrolito, que además separa las dos corrientes de gases, combustible y oxidante. En la reacción se genera calor que puede emplearse como coproducto o utilizarse para obtener mayores cantidades de electricidad. Las celdas se conectan en serie o paralelo para suministrar el voltaje y la potencia necesaria, de ahí la nomenclatura de pilas de combustible.

Los electrodos de la pila de combustible y las condiciones de operación de las celdas están condicionados por el electrolito. Será la separación entre electrodos, y la superficie de estos los condicionantes que determinen el voltaje de celda y la energía producida. Por ello se puede concluir que los procesos van a estar influenciados por la estructura de los electrodos, el electrolito, las dimensiones geométricas y las condiciones termodinámicas de operación.

La relevancia de las pilas de combustibles deriva de sus múltiples ventajas, como puede ser la amplia gama de condiciones de funcionamiento que ofrecen, pudiendo seleccionar el tipo de pila de combustible que mejor se adecue a las condiciones de operación. Son dispositivos eco amigables, con la finalidad de conseguir generación de electricidad sin emisiones contaminantes. Estos dispositivos pueden trabajar con varios tipos de combustible y no necesitan ser recargadas, siendo una fuente de energía segura.

La eficiencia de la pila de combustible estará determinada por condicionantes como la temperatura, presión y humedad durante su funcionamiento, por ello mediante la variación y optimización de los parámetros anteriormente mencionados y/o la variación de ciertas variables de la celda se puede mejorar la eficiencia de los dispositivos. Un aspecto a considerar es que la modificación de estas variables para incrementar la eficiencia está íntimamente ligada a consideraciones en el peso, tamaño y/o costo.

Además de su amplio rango de operaciones, las pilas de combustible ofrecen altos rendimientos energéticos (40-70% rendimiento eléctrico) [28], a esto se suman bajos niveles de ruido y bajas emisiones de gases nocivos en función del combustible utilizado y el tipo de aplicación.

Otra ventaja que destacar es la estructura modular del dispositivo y la posibilidad de operar a varias temperaturas de funcionamiento permitiendo utilizar el calor mediante el acoplamiento con una turbina.

A parte de las ventajas que las pilas de combustible aportan se tiene una serie de problemas a superar. Entre otros encontramos el coste de la tecnología (destacando el catalizador, membranas y placas bipolares), el volumen y el peso del dispositivo, la vida útil y la correcta integración térmica asegurando la recuperación de calor hasta la evacuación de calor según aplicación y tipo de pila de combustible.

Hoy en día, continúa la investigación de varios tipos de pilas de combustible. La clasificación de las pilas se realiza generalmente en función a la naturaleza del electrolito, pues es el que determina la temperatura de operación y el tipo de ión que asegura la conducción iónica.

En la Tabla 7 se recogen las categorías de pilas de combustibles en función del tipo de electrolito, otras características de interés y el ámbito de aplicación.

Cabe destacar que el principio de funcionamiento de las pilas de combustible varía en función de los reactivos (H_2 , metanol, etc.), la naturaleza del electrolito (sólido o líquido), los residuos de la reacción electroquímica y la temperatura de funcionamiento [34].

- Celda de combustible de membrana de polímero-electrolito o celda de combustible de membrana de intercambio de protones $\sim 80^\circ C$ (PEMFC);
- Pila de combustible de metanol directo $\sim 60\text{--}100^\circ C$ (DMFC);
- Pila de combustible alcalina $\sim 100^\circ C$ (AFC);
- Pila de combustible de ácido fosfórico $\sim 200^\circ C$ (PAFC);
- Pila de combustible de carbonato fundido $\sim 700^\circ C$ (MCFC);
- Pila de combustible de óxido sólido $\sim 800\text{--}1.000^\circ C$ (SOFC).

<i>TIPO DE CÉLULA</i>	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Electrolito	Solución KOH (Solución alcalina)	Membrana de polímero conductor de protón	Membrana de polímero conductor de protón	Ácido fosfórico	Carbonatos fundidos	Óxido sólido
Iones del electrolito	OH ⁻	H ⁺	H ⁺	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻
Temperatura	60-80°C	60-100°C	60-100°C	180-220°C	600-660°C	700-1000°C
Combustible	H ₂	H ₂ (puro / reformado)	Metanol	H ₂ (puro / reformado)	H ₂ (puro / reformado)	
Dominios de aplicación	Espacial	Transporte Portátiles y residencias	Portátiles	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor
Rango de potencia	5-150KW	5-250KW	5KW	50KW-11MW	100KIW-2MW	100-250KW
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> ·Mayor eficiencia ·Reacción catódica más rápida 	<ul style="list-style-type: none"> ·Baja T^a ·Arranque rápido ·Baja corrosión ·Fácil manten. 	<ul style="list-style-type: none"> ·No necesita reformador de combustible 	<ul style="list-style-type: none"> ·Acepta hidrógeno puro 	<ul style="list-style-type: none"> ·Reformado interno ·Cogeneración 	<ul style="list-style-type: none"> ·Reformado interno ·Cogeneración

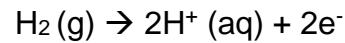
Tabla 7.- Características químicas y técnicas FC y sus campos de aplicación

3.6.1 Pilas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC)

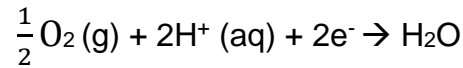
La pila de combustible de membrana de polímero-electrolito también conocida como pila de intercambio de protones (PEM) proporciona alta densidad de potencia y bajo peso, costo razonable y bajo volumen. La pila se compone por un electrodo con carga negativa (ánodo), otro de carga positiva (cátodo) y un electrolito (la membrana).

Se introduce hidrógeno en el ánodo y oxígeno en el cátodo. Los protones se transportan del ánodo al cátodo a través de la membrana del electrolito y los electrones fluyen a través de un circuito externo representado por la carga. Una pila de combustible PEM típica tiene las siguientes reacciones:

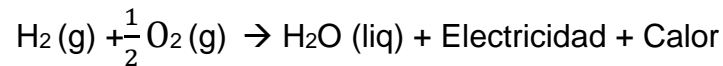
-Ánodo:



-Cátodo:



-Reacción general:



Las pilas de combustible PEM operan a temperaturas inferiores a 100 °C para alcanzar rendimientos de aproximadamente 50% [34]. La baja temperatura de funcionamiento les permite arrancar con relativa rapidez. Estas pilas se utilizan para alimentar instalaciones estacionarias y vehículos pequeños y el rango de potencia de las pilas de combustible PEM varía desde unas pocas decenas de vatios hasta alrededor de 10 megavatios. Todas estas especificaciones se muestran recogidas en la Tabla 8 que resume el comportamiento de las pilas de combustible PEM.

<u>Características y desempeño</u>	
Temperatura de Operación	60 - 80 °C
Presión de Operación	1 – 3 bar
Eficiencia Eléctrica	40 – 50%
Voltaje actual	0,6 – 0,95 V
Densidad actual	Hasta A/cm ²
Tiempo de puesta en marcha	Prácticamente inmediato
Tiempo de respuesta ante una rápida variación en la demanda	Muy rápido
Tiempo de vida	Hasta 4000h (HFC consulting group)

Tabla 8.- Características y desempeño PEMFC

Las ventajas que destacar de las pilas de combustible PEM es que tienen tiempos de puesta en marcha y de respuesta muy rápidos. A su vez son dispositivos compactos que funcionan a temperatura baja, compactos e insensibles al CO₂.

El electrolito es sólido eliminando el riesgo de fugas asociados a los líquidos y presenta una densidad de potencia que puede alcanzar la pila es de 1 kW/kg.

Sin embargo, existen algunas desventajas como el alto costo de la membrana, el alto mantenimiento de la membrana para favorecer el transporte de protones y la sensibilidad al CO que envenena los sitios catalíticos.

En la Ilustración 34 se representa un esquema con el principio de funcionamiento de la pila PEM donde se utiliza una membrana de polímero ácido a base de agua como electrolito, con electrodos a base de platino. La temperatura de operación está por debajo de los 100 °C. Debido a las temperaturas relativamente bajas y al uso de electrodos a base de metales preciosos, estas células deben funcionar con hidrógeno puro.

El combustible de hidrógeno se procesa en el ánodo donde los electrones se aíslan de los protones en la superficie de un catalizador a base de platino. Los protones pasan al cátodo atravesando la membrana a la vez que los electrones viajan en un circuito externo, generando la salida eléctrica de la celda. En el lado del cátodo, otro electrodo de metal precioso combina los protones y electrones con oxígeno para producir agua, que se expulsa como el único producto de desecho. El oxígeno puede proporcionarse en forma purificada o directamente del aire.

Por otro lado, tienen una densidad de potencia alta y pueden satisfacer potencias dinámicas gracias al corto tiempo de respuesta variando rápidamente su potencia eléctrica.

Existe una variante que opera a temperaturas elevadas conocida como pila de combustible PEM de alta temperatura (HT PEMFC) [29]. Esta vez el electrolito es un sistema a base de ácido mineral en lugar de a base de agua, de esta forma los PEMFC HT pueden operar hasta 200 °C. Este tipo de pilas presentan algunas ventajas como puede ser la mayor tolerancia a contaminantes o el agua formada como producto en fase vapor, sin embargo, también presenta inconvenientes como la menor vida útil característica de la membrana.

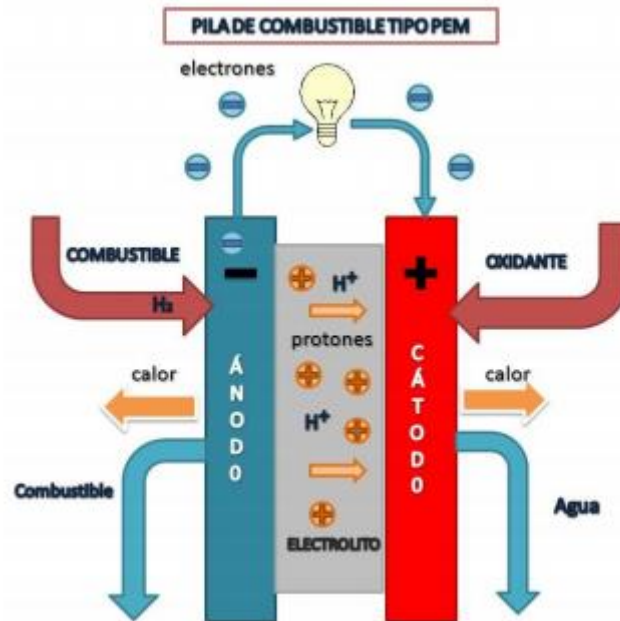


Ilustración 34.- Esquema pila de combustible tipo PEM

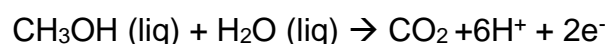
3.6.2 Pilas de combustible de metanol directo (DMFC)

El gran potencial para los usos portátiles de las pilas de combustible ha generado un enorme interés por una pila de combustible que pueda funcionar directamente con metanol [28]. La celda de combustible de metanol directo (DMFC) utiliza la misma membrana de polímero que la celda de combustible PEM. Sin embargo, utiliza metanol como combustible en lugar de hidrógeno. Este fluye a través del ánodo descomponiéndose en protones, electrones, CO₂ y agua. El combustible utilizado en DMFC es metanol en lugar de hidrógeno. El metanol fluye a través del ánodo como combustible y se descompone en protones, electrones, agua y dióxido de carbono.

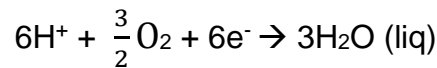
El metanol se puede reformar fácilmente a partir de gasolina o biomasa y aunque posea menores densidades de energía que el hidrógeno/Kg (20%) al estar en forma líquida, ofrece más de cuatro veces la cantidad de energía por volumen en comparación con el hidrógeno a una presión de 250 atmósferas.

Las reacciones químicas que ocurren en esta celda de combustible son:

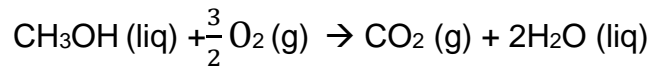
-Ánodo:



-Cátodo:



-Reacción general:



En la Tabla 9 se resume las características destacables de las pilas de combustible con electrolito de metanol (DMFC):

<u>Características y desempeño</u>	
Temperatura de Operación	~60 °C
Presión de Operación	~1 – 3 bar
Eficiencia Eléctrica	~30 – 50%
Voltaje actual	0,4 – 0,7 V
Densidad actual	100 – 200 mA/cm ²
Tiempo de puesta en marcha	Prácticamente inmediato
Tiempo de respuesta ante una rápida variación en la demanda	Muy rápido

Tabla 9.- Características y desempeño DMFC

En la Ilustración 35 se representa el funcionamiento de la pila de combustible DMFC destacando los elementos necesarios para las reacciones y los que derivan de las mismas. Se tiene que el metanol migra del ánodo al cátodo a través de la membrana envenenando el catalizador en el lado del oxígeno. Por ello es necesario situar membranas con menor permeabilidad a las que se utilizan hoy en día y poder atacar este problema.

Por otra parte, la baja temperatura de oxidación del metanol requiere una gran cantidad de catalizador en comparación con la celda PEMFC. Sin embargo, tiene la ventaja de utilizar un combustible líquido y no requiere reformador.

Al utilizar pilas de combustible de metanol se presenta la problemática de la toxicidad, por ello se están investigando vías alternativas como puede ser el uso de la pila de combustible de etanol directo (DEFC), en la que se reemplaza el metanol por etanol. Aunque hoy en día, las baterías DMFC son más eficientes que las DEFC.

En las pilas DMFC existen diferentes causas que pueden provocar el envejecimiento químico o mecánico de la pila, entre ellas puede destacar la degradación por efecto de la temperatura, la pérdida de actividad catalítica debido al envenenamiento previamente comentado del catalizador, el uso de materiales heterogéneos o el déficit en el control de la humedad.

Esta técnica de pila de combustible es similar a la célula PEM puesto que utiliza una membrana de polímero como electrolito. Sin embargo, el catalizador de platino-rutenio en el ánodo DMFC permite extraer el hidrógeno del metanol líquido, sin necesidad de disponer de un reformador de combustible. La denominación de la pila deriva de su capacidad de obtener hidrógeno a partir de metanol puro. La temperatura de funcionamiento está entre los 60°C y 130°C y su uso se destina a aplicaciones con requisitos de energía bajos, como dispositivos electrónicos pequeños.

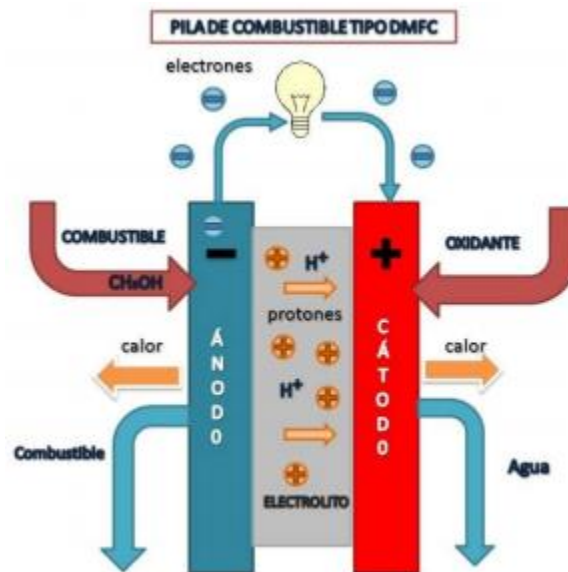


Ilustración 35.- Esquema pila de combustible tipo DM

3.6.3 Pilas de combustible de óxido sólido (SOFC)

Las pilas de combustible de óxido sólido (SOFC) parecen utilizarse en plantas de potencia. Principalmente se utilizan en aplicaciones estacionarias y el rango de potencia se encuentra entre 1 kW y 10 MW.

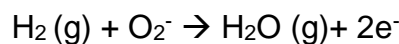
Los SOFC utilizan un electrolito cerámico sólido, como el óxido de zirconio estabilizado con óxido de itrio, en lugar de un líquido o una membrana [34].

Las pilas de combustible de óxido sólido se caracterizan por trabajar con la temperatura de funcionamiento más alta de todos los tipos de celdas de combustible, comprendida entre los 800 y 1.000 °C, a esta temperatura la cerámica adquiere una óptima conductividad iónica. Gracias a sus altas temperaturas de operación los combustibles se pueden reformar dentro de la celda de combustible, eliminando la necesidad de reformar externamente y permitiendo que las pilas se utilicen con una amplia variedad de combustibles de hidrocarburos.

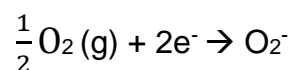
La elevada temperatura de operación elimina la necesidad de utilizar un catalizador metálico dada la mejoría en la cinética de la reacción. Por otro lado, tardan más en los transitorios y en alcanzar dicha temperatura y deben estar aisladas térmicamente para evitar la pérdida de calor.

La eficiencia de la pila SOFC es de aproximadamente el 60%, pudiendo alcanzar un 85% con cogeneración, es decir, al aprovechar el calor que generan y cuando la potencia de salida supera los 100 KW. Las reacciones internas son las siguientes:

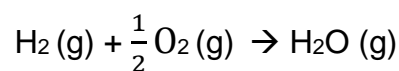
-Ánodo:



-Cátodo:



-Reacción general:



La Tabla 10 resume las características operativas de una SOFC:

<u>Características y desempeño</u>	
Temperatura de Operación	900 – 1000 °C
Presión de Operación	1 – 10 bares
Eficiencia Eléctrica	60%
Voltaje actual	0,7 – 1,15 V
Densidad actual	Hasta 1000 mA/cm ²
Tiempo de puesta en marcha	Hasta varias horas (en función del tamaño)
Tiempo de respuesta ante una rápida variación en la demanda	Lento
Tiempo de vida	>30000 h (medido en 2006)

Tabla 10.- Características y desempeño SOFC

En la Ilustración 36 se representa un esquema con el principio de funcionamiento de la pila SOFC donde se utiliza un electrolito cerámico sólido. La temperatura de operación está entre 900-1000 °C, la elevada temperatura de operación aporta una elevada conductividad iónica a la cerámica, eliminando la necesidad de utilizar un catalizador metálico.

La alta temperatura de funcionamiento aporta muchas ventajas, entre otras permite la cogeneración aumentando la eficiencia de la pila, posibilita el reformado interno de hidrocarburos como el metano (CH₄), asegura la estabilidad del electrolito; y el coste de los catalizadores de níquel es bajo.

Sin embargo, cuando la temperatura de funcionamiento se aproxima a los 1000°C se encuentran ciertas desventajas como el uso de materiales específicos resistentes a esta temperatura, una rápida corrosión, la respuesta de carga lenta que exigen más trabajo para afrontar los retos de durabilidad / fiabilidad, largo tiempo de puesta en marcha, sensibilidad a la variación de la temperatura de funcionamiento y la evacuación de calor que podría reutilizarse.

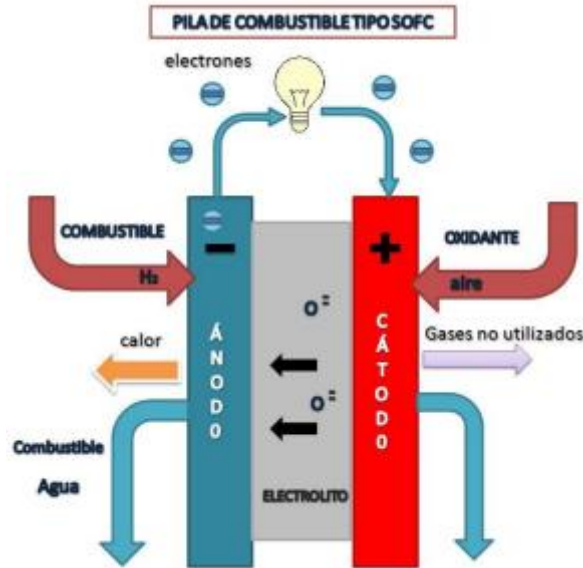


Ilustración 36.- Esquema pila de combustible tipo SOFC

3.6.4 Pilas de combustible alcalinas (AFC)

Las pilas de combustible alcalinas (AFC) suelen tener una potencia de 300W a 5 kW.

Fueron una de las primeras tecnologías de pila de combustible que se desarrollaron y se utilizaron originalmente por la NASA en el programa espacial Gemini para producir electricidad y agua a bordo de naves espaciales.

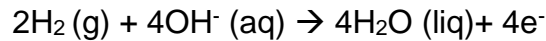
En la Ilustración 37 se representa el esquema de funcionamiento de una pila alcalina, estas FC utilizan como electrolito una solución acuosa alcalina de hidróxido de potasio (KOH) ó hidróxido de sodio (NaOH) [28] incrustada en una matriz. Este tipo de electrolito permite que la reacción en el cátodo sea más rápida, mejorando las prestaciones y rendimiento de la pila.

Estos dispositivos pueden alcanzar eficiencias de generación de potencia de hasta 70% y operar entre 100 y 200 grados Celsius, aunque la temperatura de operación habitual es 70°C. Cerca de la presión atmosférica, la temperatura de operación está limitada a 80 - 90 °C para un rendimiento del 50%. Sin embargo, si se trabaja bajo presión y con un electrolito altamente concentrado la temperatura de funcionamiento puede ser muy superior (aprox. 200°C).

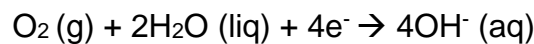
No se precisa emplear un catalizador de platino en el sistema y, en cambio, se puede utilizar una amplia variedad de metales no preciosos como catalizadores para acelerar las reacciones que ocurren en el ánodo y el cátodo.

Las reacciones químicas que tienen lugar en una pila de combustible alcalina son:

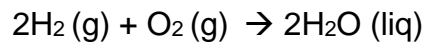
-Ánodo:



-Cátodo:



-Reacción general:



La Tabla 1 resume las características operativas de una AFC:

<i>Características y desempeño</i>	
Temperatura de Operación	60 – 90 °C
Presión de Operación	1 – 5 bares
Eficiencia Eléctrica	>60% (con hidrógeno puro)
Voltaje actual	0,7 – 1,0 V
Densidad actual	100 - 200 mA/cm ²
Tiempo de puesta en marcha	Pocos minutos
Tiempo de respuesta ante una rápida variación en la demanda	Relativamente rápido
Tiempo de vida	5000 h (medido en 2006)

Tabla 11.- Características y desempeño AFC

Las pilas de combustible alcalinas tienen la ventaja de permitir el uso de una amplia variedad de metales no preciosos como catalizadores, tienen buen rendimiento funcionando a presión atmosférica y a baja temperatura, los costes de catalizadores y del electrolito son bajos, estos dispositivos se caracterizan por costos de capital relativamente bajos en comparación con otras tecnologías de electrolizadores / pilas de combustible, tanto el tiempo de inicio como los tiempos de respuesta son rápidos, poseen alta eficiencia eléctrica y también son capaces de funcionar a temperaturas por debajo de los 0°C.

La principal desventaja que presenta este tipo de baterías es su sensibilidad al dióxido de carbono, esta sensibilidad implica una profunda purificación del hidrógeno (eliminación total de CO_2) cuando se obtiene reformando un combustible hidrocarbonado. Por esta razón, la batería alcalina se ha abandonado para aplicaciones de transporte. A esta desventaja se le une el hándicap debido al estado líquido y corrosivo del electrolito que, sujeto a las limitaciones de transporte (vibraciones, aceleraciones, etc.), puede escaparse de la batería.

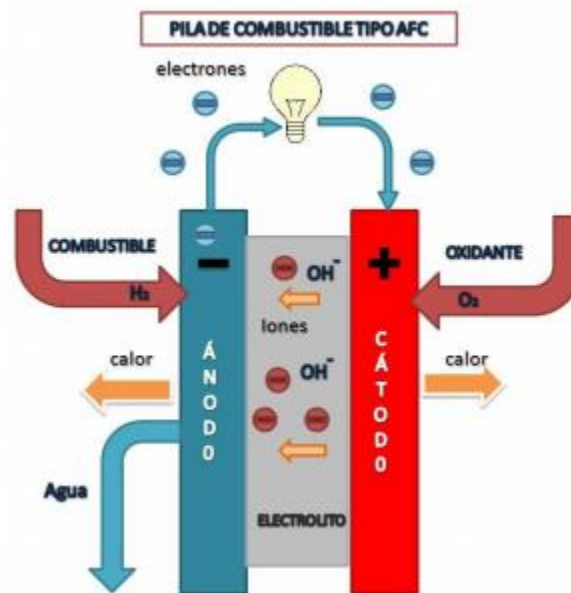


Ilustración 37.- Esquema pila de combustible tipo AFC

3.6.5 Pilas de combustible de carbonato fundido (MCFC)

Las pilas de combustible de carbonato fundido (MCFC) se utilizan principalmente en aplicaciones estacionarias. Un ejemplo es una miniplanta de gas natural de 2 MW en Estados Unidos que ha estado operando cerca de 4.000 horas. El rango de potencia está entre 500 kW y 10 MW.

Las MCFC utilizan un electrolito de naturaleza corrosiva, una sal de carbonato fundido suspendida en una matriz cerámica porosa. Las sales comúnmente utilizadas incluyen carbonato de litio, carbonato de potasio y carbonato de sodio [34].

A través del electrolito atraviesan iones carbonato (CO_3^{2-}) desde el ánodo al cátodo, asegurando la conducción iónica.

Una de las características especiales de las baterías MCFC es que la elevada temperatura de funcionamiento, 600 – 700 °C, a esta temperatura los carbonatos se funden y se mantienen por capilaridad en la matriz.

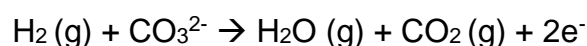
La elevada temperatura de operación permite el uso de monóxido de carbono (CO) como combustible. Es importante destacar que el monóxido de carbono se considera un veneno para las baterías de baja y media temperatura, puesto que son las altas temperaturas de operación las que hacen que la célula sea menos propensa al envenenamiento por monóxido de carbono. Esto puede provenir del proceso de reformado de un hidrocarburo.

Como consecuencia, los sistemas MCFC pueden operar con una variedad de combustibles diferentes, incluyendo gas combustible derivado del carbón, metano o gas natural, eliminando la necesidad de reformadores externos.

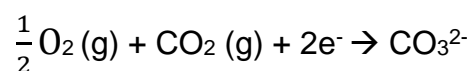
En resumen, se pueden generar dos tipos de reacciones electroquímicas en el ánodo. La primera es la reacción principal de convertir la energía contenida en el hidrógeno en electricidad. La segunda es una reacción que puede tener lugar si hay monóxido de carbono presente en el combustible (por lo tanto, no ocurre si la batería se alimenta con hidrógeno puro), es favorable para la batería ya que también permite producir electricidad.

En este tipo de células, las reacciones implicadas son más complejas que en las células de combustible de membrana de intercambio de protones, alcalinas o de ácido fosfórico. Las reacciones internas son las siguientes:

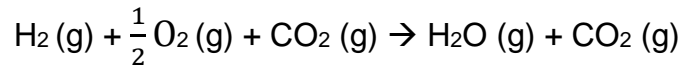
-Ánodo:



-Cátodo:



-Reacción general:



La Tabla 12 resume las características operativas de una AFC:

<u>Características y desempeño</u>	
Temperatura de Operación	650 – 700 °C
Presión de Operación	De 1 a varios bares
Eficiencia Eléctrica	55%
Voltaje actual	0,75 – 0,90 V
Densidad actual	Hasta 200 mA/cm ²
Tiempo de puesta en marcha	Hasta varias horas
Tiempo de respuesta ante una rápida variación en la demanda	Dependiendo del tamaño
Tiempo de vida	Varios miles de horas

Tabla 12.- Características y desempeño MCFC

En la Ilustración 38 se representa el esquema de funcionamiento de una pila MC. Las pilas de combustible de carbonato fundido tienen la ventaja de presentar una mejor tolerancia a los compuestos que contaminan el hidrógeno, en particular el monóxido de carbono (CO), que puede utilizarse como combustible junto con el hidrógeno, a su vez, el reformado de hidrocarburos (metano, propano, etc.) o de metanol puede realizarse dentro de la propia celda a alta eficiencia, y existe la posibilidad de cogeneración. Al trabajar a altas temperaturas de operación, alrededor de 650°C, se mejora drásticamente la cinética de reacción, por lo que no es necesario aumentarlas con un catalizador de metal noble, pudiéndose utilizar Ni.

El efecto adverso asociado a las celdas de carbonato fundido surge del uso de un electrolito líquido en lugar de un sólido y el requisito de inyectar dióxido de carbono en el cátodo a medida que los iones de carbonato se consumen en las reacciones que ocurren en el ánodo. En definitiva, la principal desventaja que presenta este tipo de baterías es la complejidad en el control del CO₂ extraído del ánodo y reinyectado en el cátodo.

A esta limitación se une la corrosión del óxido de níquel por el electrolito, el largo tiempo de puesta en marcha, la disolución del cátodo (Ni) y la baja densidad de corriente.

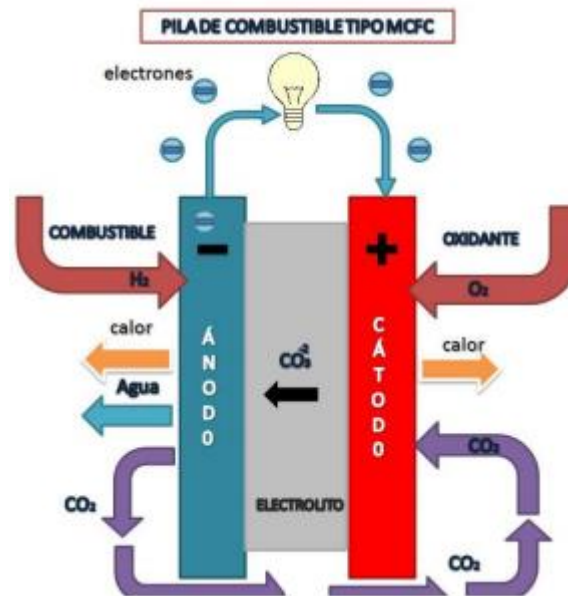


Ilustración 38.- Esquema pila de combustible tipo MCFC

3.6.6 Pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC)

Las pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC) representan la tecnología de baterías más madura en términos de desarrollo y comercialización. De hecho, se han creado instalaciones estacionarias de hasta 50 MW [34]. Aproximadamente 200 instalaciones de prueba han estado en funcionamiento en todo el mundo. La principal aplicación de estas baterías es la cogeneración y el rango de potencia de las baterías PAFC está entre 200 kW y 50 MW.

Este tipo de pila de combustible se utiliza en generadores de energía estacionarios con una potencia en el rango de 100 kW a 400 kW para alimentar muchas instalaciones comerciales en todo el mundo, y también están encontrando aplicación en vehículos grandes como autobuses.

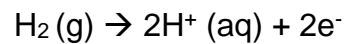
Las PAFC utilizan un electrolito de ácido fosfórico. Su temperatura de funcionamiento es moderadamente elevada, estando comprendida entre 150 y 300 °C [13]. Dada la temperatura de funcionamiento de la celda de PAFC, ciertos

componentes están sujetos a modificaciones, como el electrolito, por ejemplo, que tiende a degradarse o evaporarse; el catalizador también pierde su actividad catalítica durante el envejecimiento.

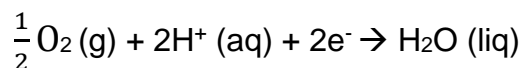
Además, se debe considerar que los PAFC son malos conductores de iones a bajas temperaturas, el electrolito solidifica a bajas temperaturas, alrededor de los 40 ° C, y el monóxido de carbono (CO) tiende a envenenar gravemente el platino en el catalizador.

Las reacciones químicas que tienen lugar en una FC de ácido fosfórico son:

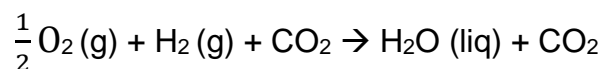
-Ánodo:



-Cátodo:



-Reacción general:



La Tabla 13 resume las características operativas de una PAFC:

<u>Características y desempeño</u>	
Temperatura de Operación	~ 200 °C
Presión de Operación	Presión atmosférica o hasta 8 bares
Eficiencia Eléctrica	40 – 55%
Voltaje actual	0,60 – 0,80 V
Densidad actual	Hasta 800 mA/cm ²
Tiempo de puesta en marcha	1 – 3 horas
Tiempo de respuesta ante una rápida variación en la demanda	Muy rápido
Tiempo de vida	>40000 horas (medido en 2005)

Tabla 13.- Características y desempeño PAFC

En la Ilustración 39 se representa el esquema de funcionamiento de una pila PA. Las pilas de combustible de ácido fosfórico consisten en un ánodo y un cátodo fabricado de un catalizador de platino finamente disperso sobre carbono

y una estructura de carburo de silicio que contiene el electrolito de ácido fosfórico. Son bastante resistentes al envenenamiento por monóxido de carbono, pero tienden a tener una eficiencia menor que otros tipos de celdas de combustible en la producción de electricidad. Generan electricidad con una eficiencia del 40% y cerca del 85% si el vapor producido es empleado en cogeneración [28].

Las pilas de combustible de ácido fosfórico tienen la ventaja de presentar una mejor tolerancia al monóxido de carbono (tolera ~ 1%), la posibilidad de cogeneración (calor - electricidad) y no presentan sensibilidad frente al CO₂.

La principal desventaja que presenta este tipo de baterías es la temperatura a la que se debe de mantener la batería para impedir la solidificación del electrolito, que solidifica alrededor de los 40 ° C, para de este modo no dañar los electrodos. Por otro lado, la fuerte corrosividad del ácido provoca el deterioro de los electrodos, la batería tiene un tiempo de puesta en marcha relativamente elevado, sensibilidad al azufre y el catalizador es de elevado coste (platino).

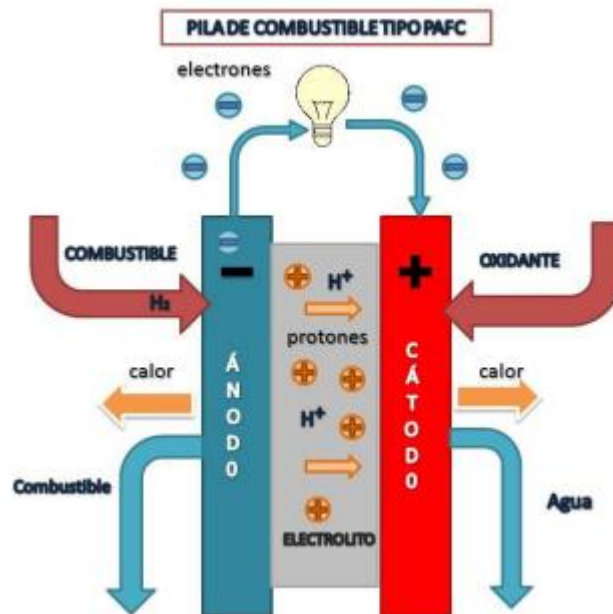


Ilustración 39.- Esquema pila de combustible tipo PAFC

3.6.7 Estado actual del grado de implantación de la tecnología de la pila de combustible

El año 2019 fue un año histórico para las celdas de combustible. La industria de las pilas de combustible comercializó más de 1GW de potencia. En la Ilustración 40 se representan los MW comercializados / año por tipo de pila de combustible [35], donde se observa que alrededor de 1.1 GW fueron comercializados. Al observar el gráfico se puede observar el elevado crecimiento total de unidades suministradas a nivel mundial durante 2018-2019 manteniéndose cerca de 70.000 unidades.

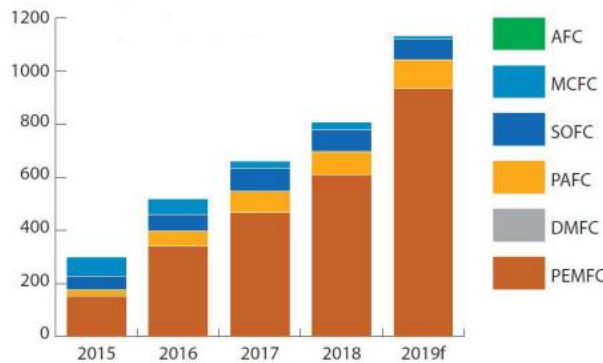


Ilustración 40.- Megavatios por tipo de pila de combustible 2015-2019

Un indicador más importante es el incremento de megavatios (MW) suministrados, la Ilustración 41 muestra el número de envíos de pilas de combustible (en miles) en todo el mundo entre 2015 y 2019, desglosado por tipo de pila de combustible. En el año 2019, se pronosticó que habría alrededor de 44.100 envíos de celdas de combustible tipo PEM.

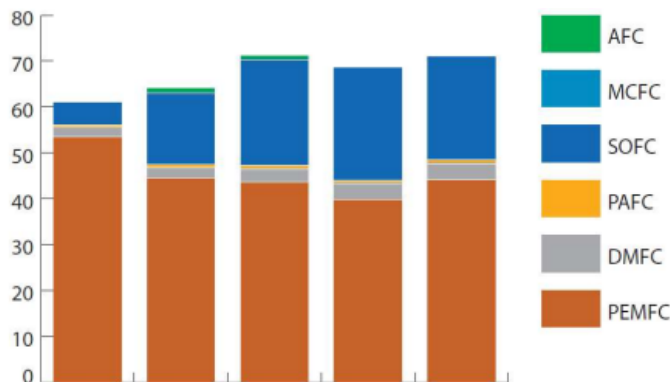


Ilustración 41.- Ventas por tipo de pila de combustible 2015 - 2019

El número de MW instalados creció un 40%, de 800 MW en 2018 a más de 1.100 MW al inicio de 2019. Dos tercios de los MW suministrados lo fueron por dos compañías: Toyota y Hyundai.

4 CÁLCULO Y MODELADO DEL SISTEMA HÍBRIDO DE UNA INSTALACIÓN AISLADA FV CON PEM

4.1 Propósito de estudio

El trabajo aquí descrito se refiere a una metodología integral para dimensionar, analizar y evaluar sistemas PV-H₂. El modelo considera los datos meteorológicos y las características técnicas de los componentes para realizar balances energéticos y calcular la eficiencia del sistema.

Se desarrolla el estudio con dos sistemas electrolíticos (electrólisis de agua y electrólisis de reformado electroquímico de etanol) en un intento para encontrar la mejor compensación entre el tamaño del sistema y los voltajes de los electrolizadores.

Para ello, se han realizado diversos análisis para establecer la dimensión y funcionamiento de sistemas PV-EL con acople directo, con objeto de optimizar la transferencia de energía, considerando la cantidad de hidrógeno producido y la rentabilidad del sistema.

En cuanto al análisis se consideró una conexión directa PV-EL, en la que la energía de salida de los paneles fotovoltaicos se alimenta completamente al electrolizador durante todo el tiempo de funcionamiento.

4.2 Antecedentes y configuración del sistema

Para asegurar la exactitud y veracidad de las simulaciones realizadas se ha tomado como base un modelo de sistema híbrido para una instalación de 106W de potencia. Tras replicar el artículo científico base [30] se han modificado las características de los diferentes elementos seleccionados para el desarrollo del estudio considerando la evolución de la tecnología.

Se han realizado las simulaciones para obtener resultados diarios seleccionando las condiciones climáticas y consumo de la vivienda de un día al azar, por otro lado, se han recopilado los datos climatológicos de una estación meteorológica ubicada en la localización de estudio para modelar el comportamiento de la instalación durante la totalidad de un año, para ello ha sido preciso conocer el consumo eléctrico de la vivienda para el año en cuestión.

La configuración general de un sistema híbrido PV-H₂ para una vivienda aislada de la red se muestra en la Ilustración 42 [30].

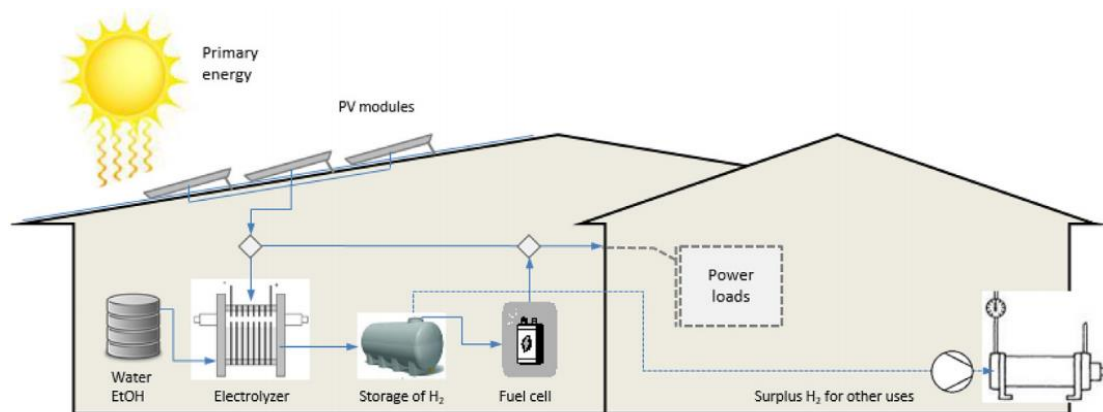


Ilustración 42.- Sistema híbrido PV-H₂ para suministro de energía aislado de la red

El sistema híbrido consta de una serie de módulos fotovoltaicos acoplados a un electrolicador (EL), además se incorpora una pila de combustible (FC). El sistema debe cumplir ciertos requisitos:

- El sistema debe suministrar un voltaje mínimo al electrolicador para llevar a cabo la división del agua. Este valor es teóricamente 1,23 V pero experimentalmente se observa que está alrededor de 1,4-2 V.

- Cada conjunto PV / EL, Ilustración 69 (pág. 148), debe trabajar cerca de su punto de máxima potencia (MPP) para una irradiancia y temperatura determinadas con objeto de maximizar la eficiencia.
- La capacidad nominal los subsistemas PV/EL debe ser cuidadosamente seleccionada para satisfacer las demandas eléctricas, pero sin sobredimensionar el sistema.

4.3 radiación solar y caracterización de los módulos fotovoltaicos

4.3.1 Nomenclatura

PV - Módulo fotovoltaico	EL - Electrolizador
FC -Pila de combustible	C - Demanda energía, W o kWh/d
F - Factor de dimensionamiento del sistema	T - Temperatura del módulo energético fotovoltaico, C o K
T - tiempo, h / día	G - Radiación solar, W / m ²
Ta - Temperatura ambiente, C	I - Corriente, A o kC / d
V - Voltaje, V	P - Potencia, W
NOCT - Temperatura nominal de la celda de operación, C	IMPP - Corriente fotovoltaica punto de máxima potencia (MPP)
VMPP - Voltaje fotovoltaico en el punto de máxima potencia (MPP), V	Isc - Corriente de cortocircuito fotovoltaico, A
μIsc - Coeficiente de temperatura de Isc, A/C	Voc - Voltaje de circuito abierto PV, V
μVoc - Coeficiente de temperatura de Voc, V/C	Io - Corriente de saturación inversa
r - Parámetros en condiciones de prueba estándar (STC)	Rs - Resistencia de la serie de células fotovoltaicas, U
Eo - Parámetro termodinámico de EL, V	Eg - Diferencia de energía de la célula fotovoltaica, eV
Npv - Número de módulos fotovoltaicos o células fotov. en serie (s) o paralelo (p), A/cm ²	J - Densidad de corriente en EL
K - Parámetro cinético de EL, Ω^{-1} cm ⁻²	R - Parámetro óhmico de EL, $\Omega \cdot \text{cm}^2$
NEL - Número de células EL en serie	ηEL - Eficiencia de EL debido al balance de planta (BOP) y pérdidas actuales, 90%

S - Área de electrodos por módulo fotovoltaico (EL), cadena fotovoltaica (CEL) o total (NEL), cm ² o m ²	QH - Producción de H ₂ , g/hog/d
Ce - Rendimiento energético específico de EL, kWh / kgH ₂	F - Faraday constant, 96.5 kC/gH ₂
η_e - Eficiencia EL basada en el valor calorífico inferior de H ₂ (LHV: 33,554 kWh / kg),%	SOC - Hidrógeno acumulado almac. (LHV), W o kWh / d
Ca - Costos anuales, V / a	η_{FC} - Eficiencia de la pila de combustible (LHV), 60%

4.3.2 Energía primaria

La fuente de energía primaria del sistema objeto del proyecto es la radiación solar disponible en la situación geográfica de estudio, que se convierte en energía eléctrica al conectar un conjunto de células fotovoltaicas, donde la generación de electricidad depende del nivel de irradiación (G), temperatura (T) y propiedades características de las células que componen las placas fotovoltaicas.

Los perfiles de irradiación (G) y temperatura (T) en los módulos solares fotovoltaicos se pueden modelar con las siguientes expresiones [23]:

$$G = \frac{1}{2} G_m [(1 - \cos(2\pi t / \Delta t))] \quad (\text{ec. 1})$$

$$T = T_a + G(NOCT - 20)/800 \quad (\text{ec. 2})$$

$$T_a = 5 + 15G/10^3 \quad (\text{ec. 3})$$

Donde:

- G_m (W/m²): Densidad de energía solar más alta.
- Δt : Tiempo entre el amanecer (t_1) y el atardecer (t_2) ($\Delta t = t_2 - t_1$).

- NOCT: Parámetro característico de las células fotovoltaicas. Este parámetro indica la temperatura a la que operan las células en un módulo solar bajo condiciones de operación estándar (SOC), a una irradiancia de 0,8 kW/m², a 20 °C de temperatura ambiente y velocidad media del viento de 1 m/seg El valor de NOCT oscila entre 45 y 49 °C.

La estimación de los perfiles G-T está íntimamente ligada a las condiciones climáticas, latitud geográfica, temporada del año e inclinación de los módulos.

Se ha escogido un día base al azar para el diseño preliminar de la instalación, extendiendo a posteriori los cálculos adecuadamente a un período anual con datos promedios diarios de todo el año utilizando mediciones reales de estaciones meteorológicas.

4.3.2.1 Estimación de perfiles G-T diarios

La Ilustración 43 muestra el perfil de radiación diario y temperatura de la celda para $G_m=1000 \text{ W/m}^2$, con amanecer a las 8:00 y atardecer 18:00, siendo el parámetro característico NOCT de las células de 47 °C.

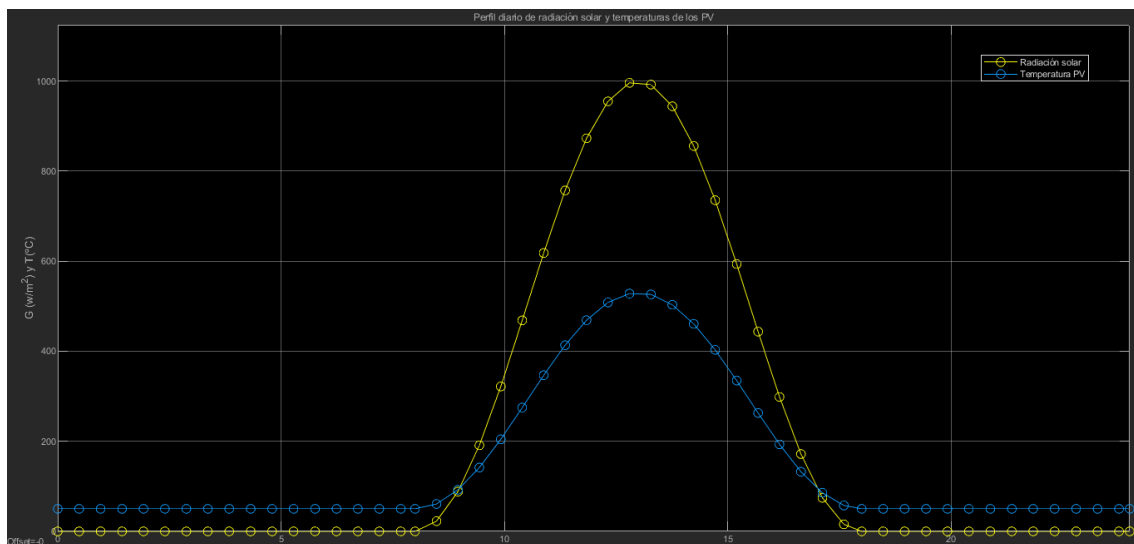


Ilustración 43.- Perfil diario de ración solar y temperaturas de los PV

4.3.2.2 Estimación de perfiles G-T anual

Se han analizado y filtrado los datos de irradiancia y temperatura disponibles y obtenidos experimentalmente de una estación de medida situada en una localidad de la provincia de Sevilla. Se ha realizado una depuración de datos para realizar un estudio anual con frecuencia horaria, comenzando el registro de datos el día 20/11/2017 a las 11:00 p.m. y con alcance hasta las 22:00 p.m. del 20/11/2018.

Las ilustraciones que se presentan a continuación muestran las curvas reales de irradiancia y temperatura registrados en la ubicación antes indicada que será la escogida para evaluar el comportamiento del sistema objeto del proyecto.

La Ilustración 44 representa el perfil de comportamiento anual de la irradiancia y la temperatura durante la totalidad del año en cuestión.

La curva de irradiancia sigue el mismo comportamiento que la curva de temperatura, obviamente ligada a las condiciones climatológicas, en el Anexo 9.1.1 se incluye el código ejecutado, así como las variables del espacio de trabajo de Matlab obtenidas a través del módulo de Simulink.

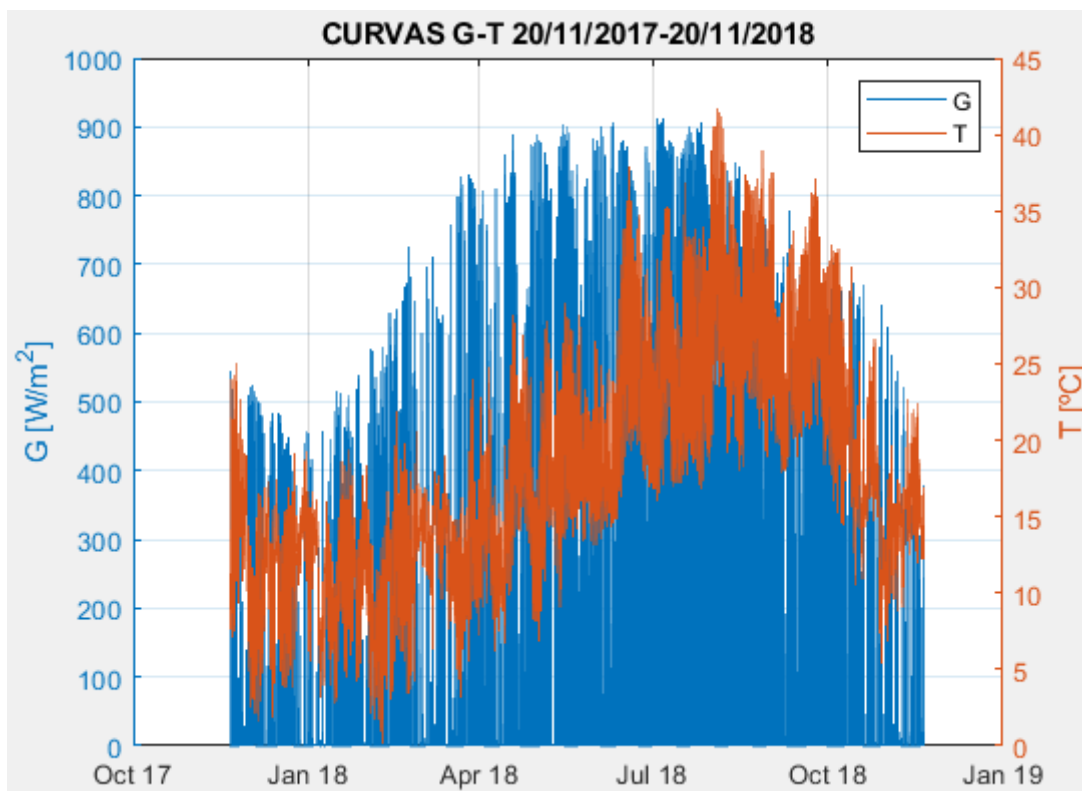


Ilustración 44.- Perfil anual de ración solar y temperaturas de los PV según la BBDD

En las siguientes Ilustraciones, 45-50, se muestra una ampliación del gráfico global representado en la Ilustración 44, escogiéndose dos días del año de distintas épocas para que se observen claramente las diferencias entre los parámetros G y T.

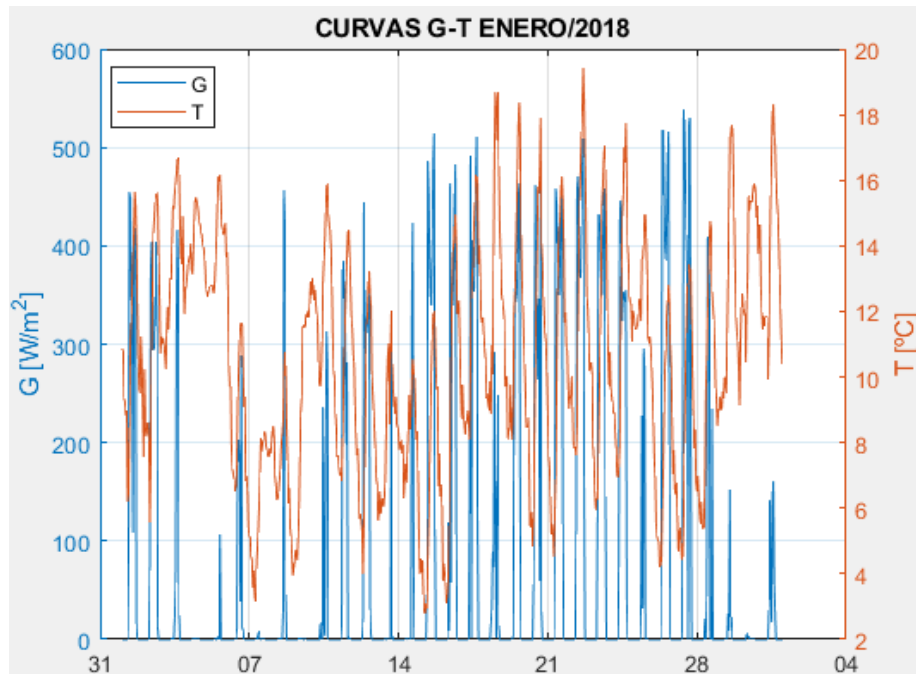


Ilustración 45.- Perfil de ración solar y temperaturas de los PV durante el mes de enero de 2018

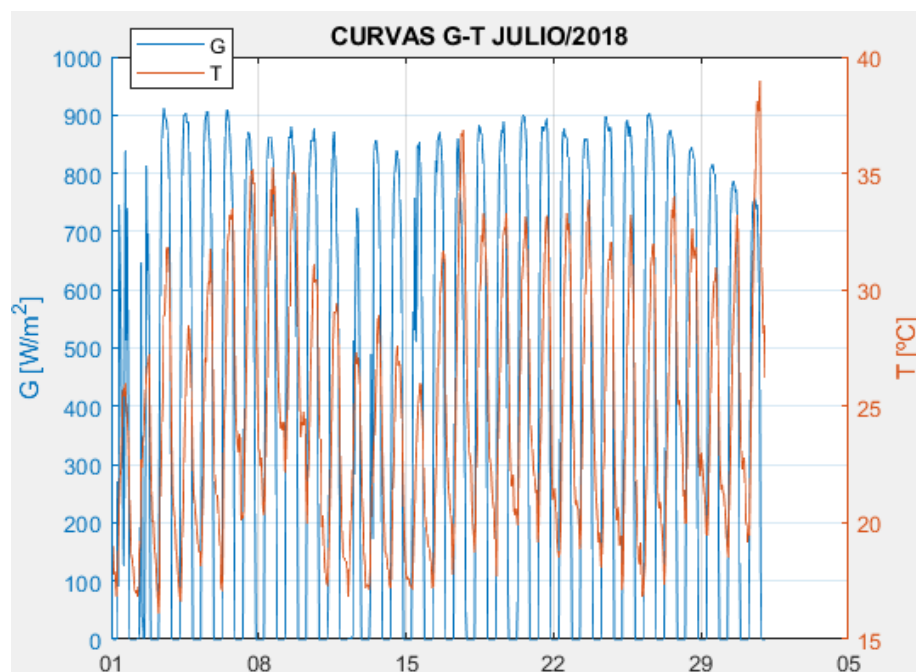


Ilustración 46.- Perfil de ración solar y temperaturas de los PV durante el mes de julio de 2018

Se ha graficado, a su vez, un día característico para cada estación, específicamente se han obtenido los valores de G y T para el día 21 de los meses siguientes a la entrada de cada una de las estaciones del año, comprobando que las gráficas siguen un comportamiento.

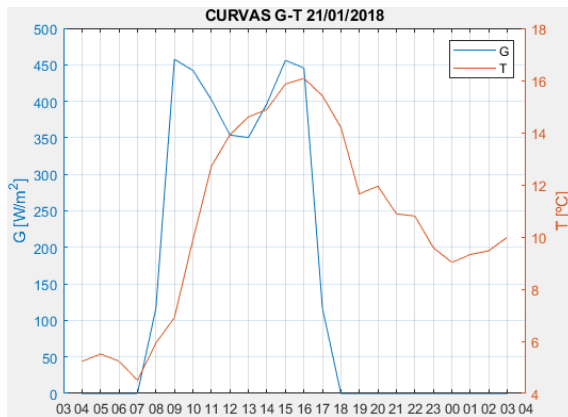


Ilustración 48.- Perfil diario de G y T de los PV 21/01/2018

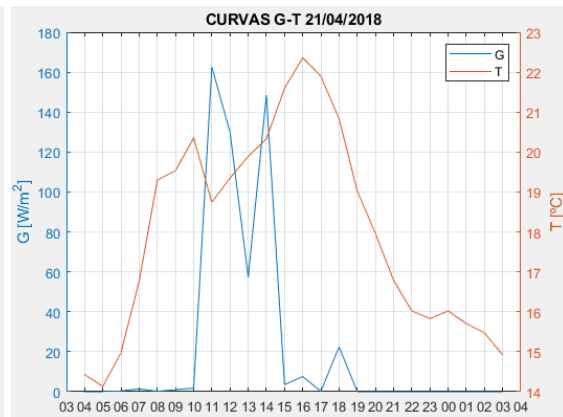


Ilustración 47.- Perfil diario de G y T de los PV 21/04/2018

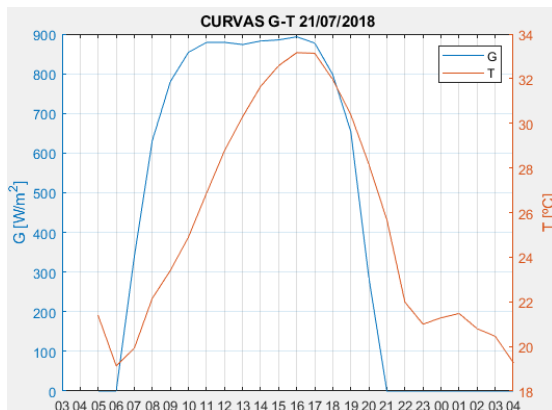


Ilustración 49.- Perfil diario de G y T de los PV 21/07/2018

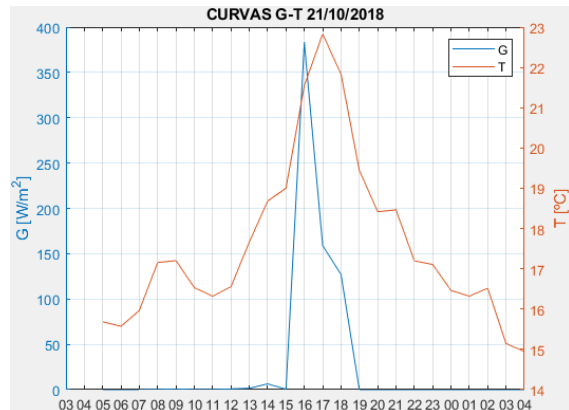


Ilustración 50.- Perfil diario de G y T de los PV 21/10/2018

4.3.3 Caracterización módulos fotovoltaicos

Las células solares más comunes están hechas de películas de silicio dopadas, y se clasifican en mono y policristalinas. Los módulos fotovoltaicos son conjuntos de células con diferentes tamaños de tal manera que permiten la generación de energía eléctrica.

Las células de silicio monocristalinas son más eficientes que las células policristalinas, presentando mejores resultados en climas fríos. Para el estudio en cuestión, se ha realizado previamente un análisis de viabilidad comparando

las características tecno-económicas de los diversos módulos fotovoltaicos disponibles en el mercado. La instalación fotovoltaica utilizada en este trabajo para el estudio de las simulaciones se compone de módulos fotovoltaicos compuestos por células de silicio monocristalino (c-Si) interconectados en una configuración de 38,7 V de corriente continua y potencia pico de 340W.

La producción de energía de la instalación fotovoltaica está determinada por la curva I-V de los módulos fotovoltaicos. Estas curvas dependen de la irradiancia, temperatura y de parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos como son la corriente de cortocircuito (I_{sc}), la tensión a circuito abierto (V_{oc}), la intensidad y voltaje en el punto de máxima potencia (I_{mpp} , V_{mpp}), el diferencial de energía (E_g), asociado al material de las células que componen el módulo fotovoltaico) y el número de módulos conectado en serie o en paralelo (N_s , N_p).

Los parámetros de circuito de los módulos fotovoltaicos vienen reflejados en la hoja de datos, facilitada por el fabricante. Conocer los parámetros de los módulos solares utilizados para la instalación es crucial para la evaluación del desempeño, el control y el cálculo de la eficiencia, y la determinación del punto de máxima potencia de los sistemas fotovoltaicos.

El modelo presentado por Duffie & Beckmann [23], fue seleccionado para la caracterización de los módulos fotovoltaicos en este estudio (ec. 4), junto con las relaciones para calcular los parámetros recogidas en la Tabla 14 y características técnicas recogidas de la hoja de datos para la tecnología fotovoltaica (c-Si).

$$V = \alpha \ln[(I_{sc} - I)/I_0 + 1] - IR_{s,r} \quad (\text{ec. 4})$$

Parámetros STC	Variación desde STC
$\alpha_r = (\mu_{Voc} T_r - V_{oc,r} + E_g N_s) / (\frac{\mu_{sc} T_r}{I_{sc,r}} - 3) \quad (\text{ec.5})$	$\alpha = \alpha_r \cdot (\frac{T}{T_r}) \quad (\text{ec.6})$
$I_{sc} = G/G_r [I_{sc,r} + \mu_{sc}(T - T_r)] \quad (\text{ec.7})$	$I_{o,r} = (I_{sc,r} \exp[-V_{oc,r}/\alpha_r]) \quad (\text{ec.8})$
$I_0 = (I_{o,r} (\frac{T}{T_r})^3 \exp[(1 - T_r/T) E_g N_s / \alpha]) \quad (\text{ec.9})$	$R_{s,r} = \frac{[\alpha_r \ln(1 - \frac{I_{MPP,r}}{I_{sc,r}}) - V_{MPP,s} + V_{oc,s}]}{I_{MPP,r}} \quad (\text{ec.10})$

Tabla 14.- Relación para el modelado fotovoltaico

Las características de potencia frente a voltaje de la celda fotovoltaica muestra un máximo y esto depende de la temperatura de la celda y la irradiación.

Las curvas de corriente-voltaje (I-V) se muestran en la Ilustración 51 junto con el punto de máxima potencia MPP (I_{MPP} , V_{MPP}) para diferentes valores de irradiancia solar y temperatura.

Datasheet (STC)	
$V_{MPP,r}$ (V)	38.7
$I_{MPP,r}$ (A)	8.79
$I_{sc,r}$ (A)	9.24
$V_{oc,r}$ (V)	47.1
μ_{ISC} (A/K)	0.048%/°C
μ_{VOC} (V /K)	-0.29%/°C
E_g (eV)	1.12
N_S, N_P	72, 1
NOCT (°C)	45

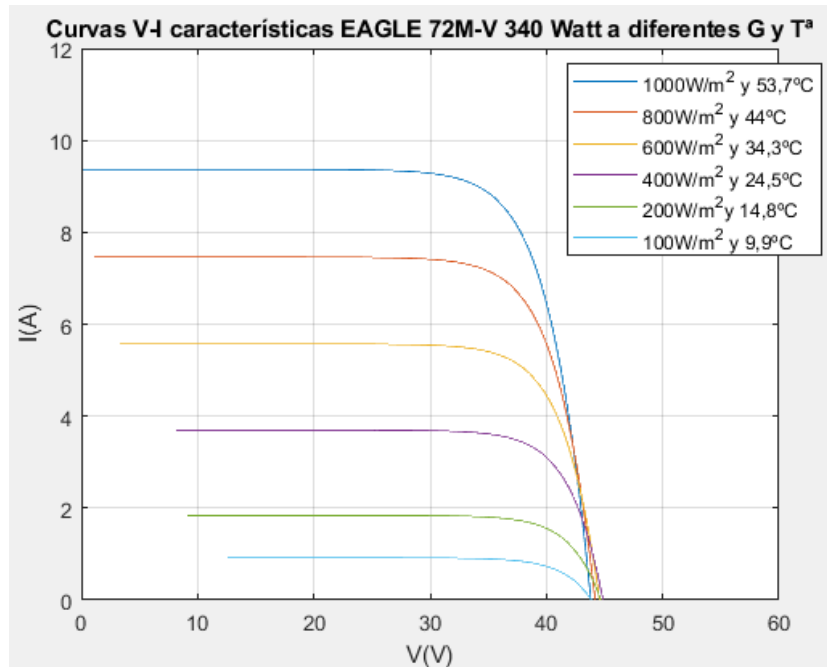


Ilustración 51.- Curvas V-I EAGLE 72M-V 340 Watt a diferentes G y T

Para el modelado de las expresiones presentadas se ha hecho uso de Simulink. Simulink es un módulo gráfico de Matlab capaz de representar esquemáticamente las ecuaciones y configuraciones necesarias para la ejecución y modelado de un determinado sistema. Se ha hecho uso de un par de constructores de señales que permiten definir un número variable de entradas y salidas para el sistema en cuestión, y de esta forma estudiar el comportamiento de los módulos en función de la irradiancia y temperatura.

El sistema global, cuyo esquema se muestra en la Ilustración 52, representa los datos de entrada que se aportan al sistema y los datos de salida que se obtienen tras procesar y ejecutar los cálculos con la información que se facilita al software. Será en el subsistema de la Ilustración 53 donde se represente la ecuación 4 característica de los módulos fotovoltaicos.

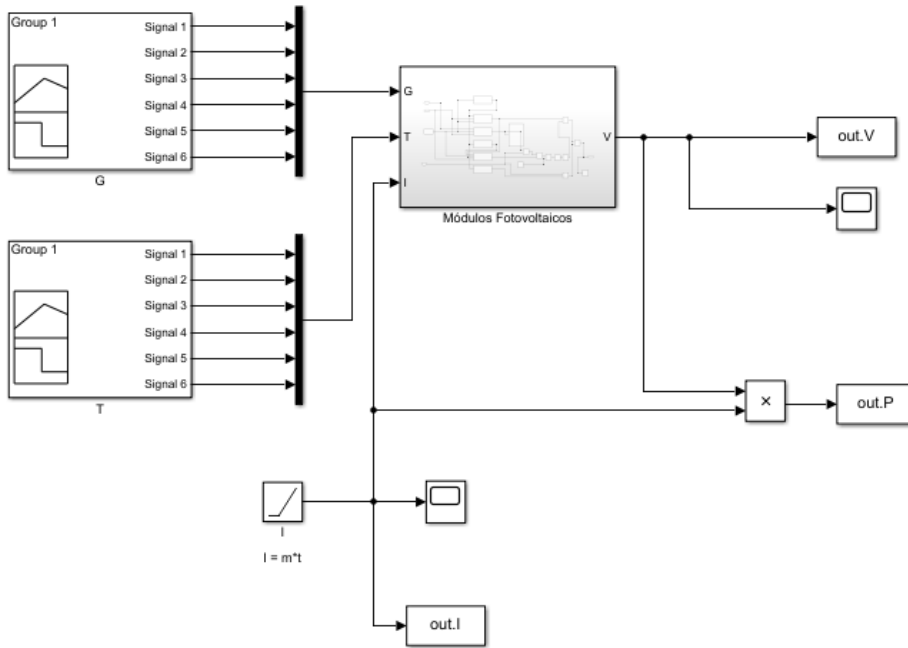


Ilustración 52.- Sistema global configuración módulo fotovoltaico

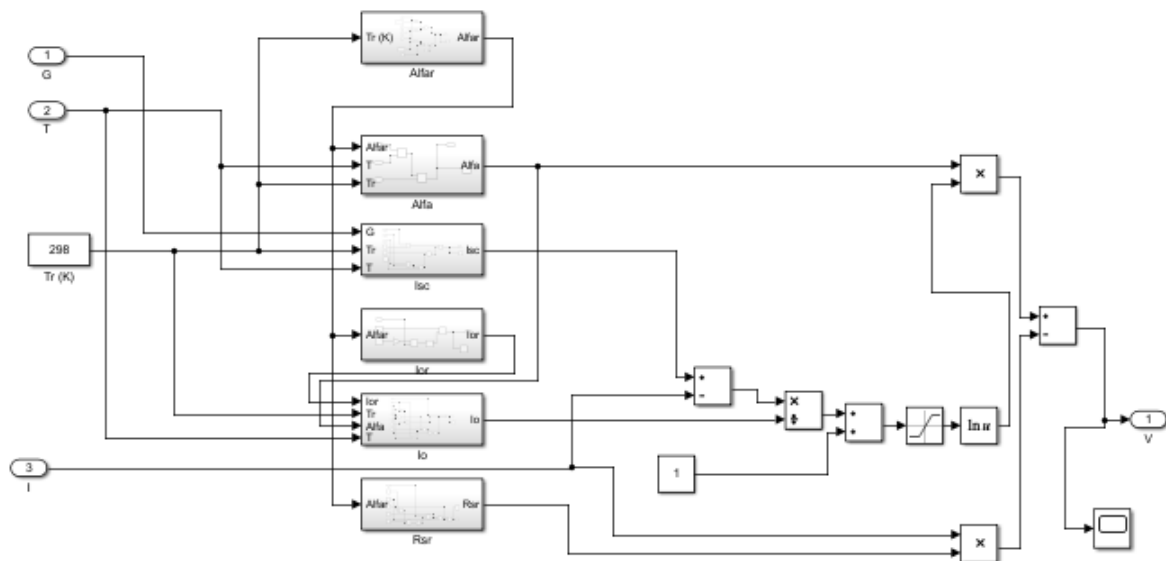


Ilustración 53.- Subsistemas de variables del módulo fotovoltaico

Es preciso conocer el valor de ciertas variables de la ecuación descrita anteriormente para obtener los resultados en función de una señal escalón que representa la intensidad del sistema. Esta señal toma valores de 0 hasta alcanzar el punto de corriente de cortocircuito (I_{cc}), sistema ideal con una pendiente de $11/5$. Entre las Ilustraciones 54 y 59 se encuentran los respectivos modelos de las variables en Simulink.

- Cálculo α_r (ec. 5):

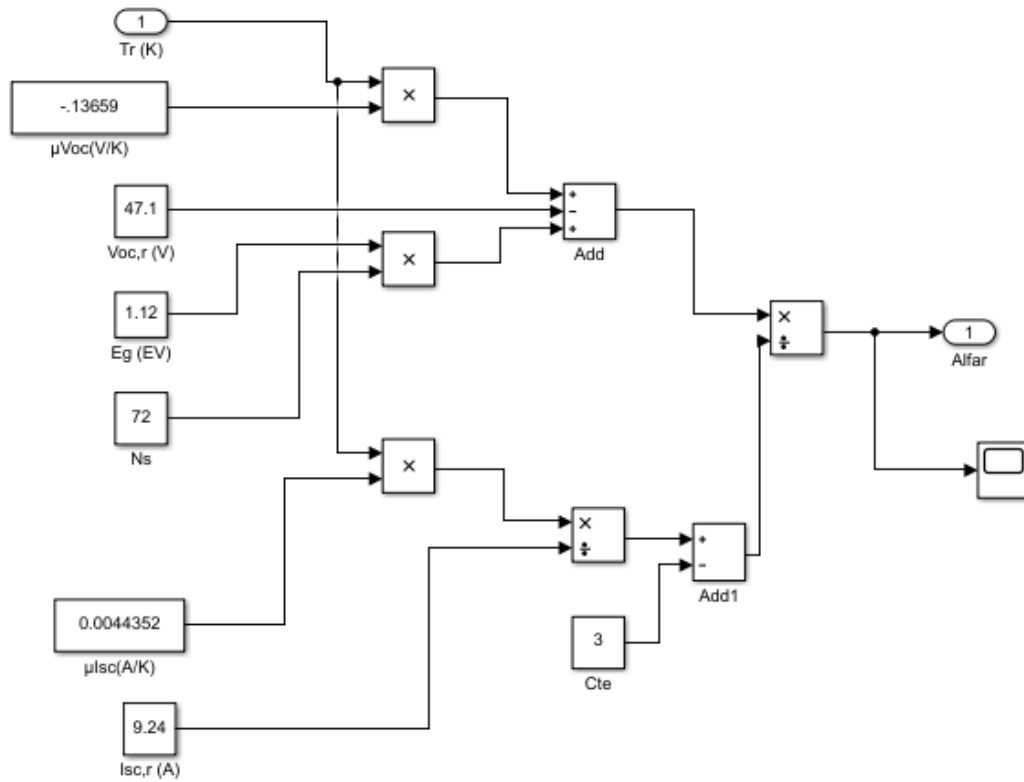


Ilustración 54.- Cálculo α_r módulo fotovoltaico

- Cálculo α (ec. 6):

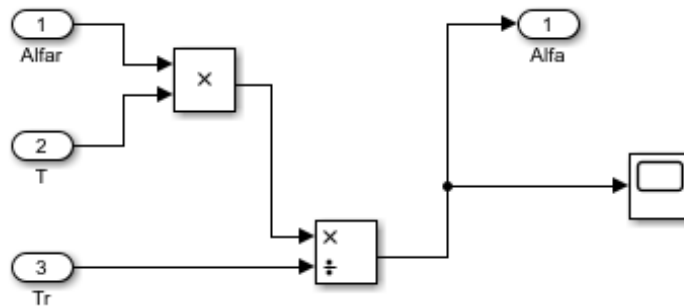


Ilustración 55.- Cálculo α módulo fotovoltaico

- Cálculo I_{sc} (ec. 7):

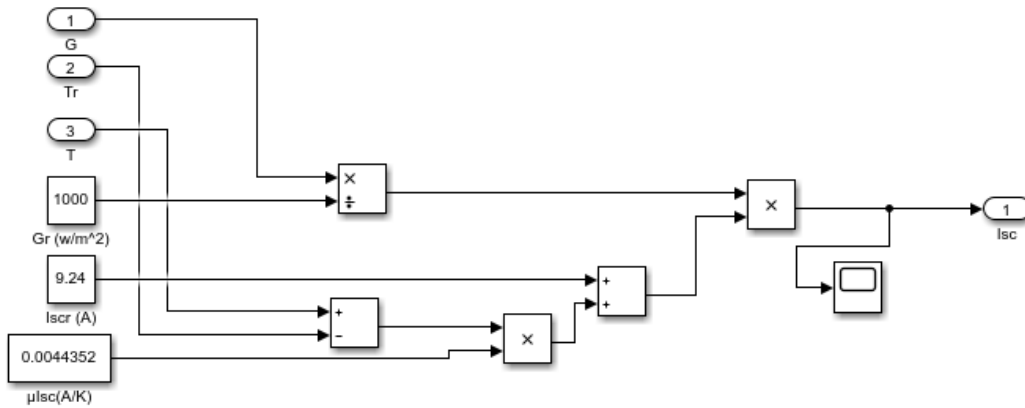


Ilustración 56.- Cálculo I_{sc} módulo fotovoltaico

- Cálculo $I_{o,r}$ (ec. 8):

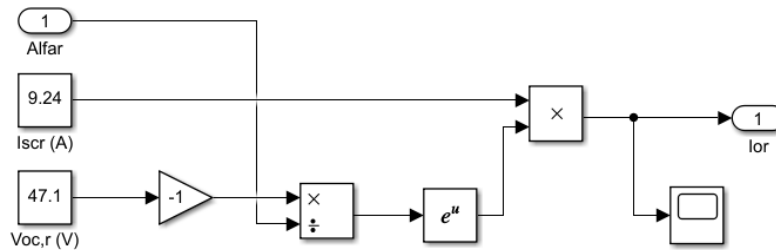


Ilustración 57.- Cálculo $I_{o,r}$ módulo fotovoltaico

- Cálculo I_o (ec. 9):

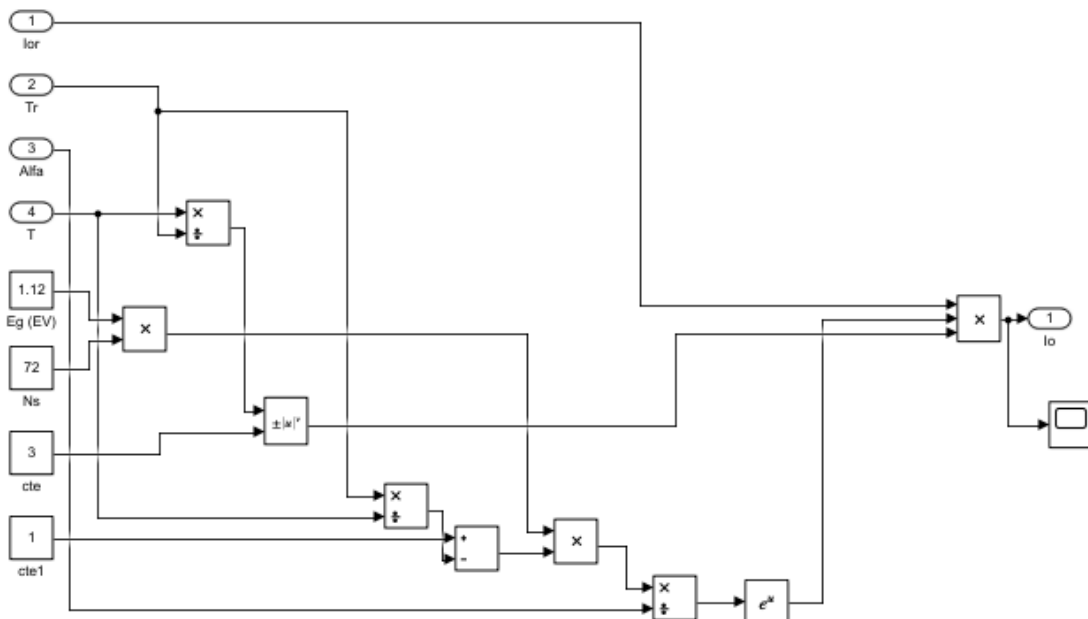


Ilustración 58.- Cálculo I_o módulo fotovoltaico

- Cálculo R_{sr} (ec. 10):

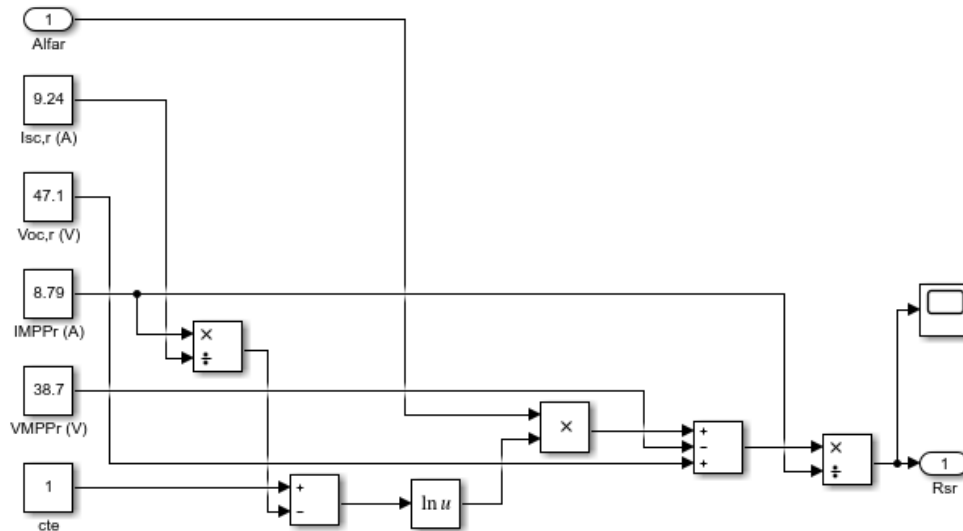


Ilustración 59.- Cálculo R_{sr} módulo fotovoltaico

Haciendo uso de los datos característicos de los módulos fotovoltaicos reflejados en el Datasheet se ejecutan las ecuaciones previamente detalladas, obteniendo los valores de las variables en cuestión, que serán almacenadas en el espacio de trabajo de Matlab, destinado al almacenamiento de datos para su posterior procesamiento. Las curvas P-V se muestran en la Ilustración 60 para diferentes irradiancias y temperaturas. Este gráfico se obtiene a través de la ejecución del script detallado en el apartado 9.1.3 del anexo.

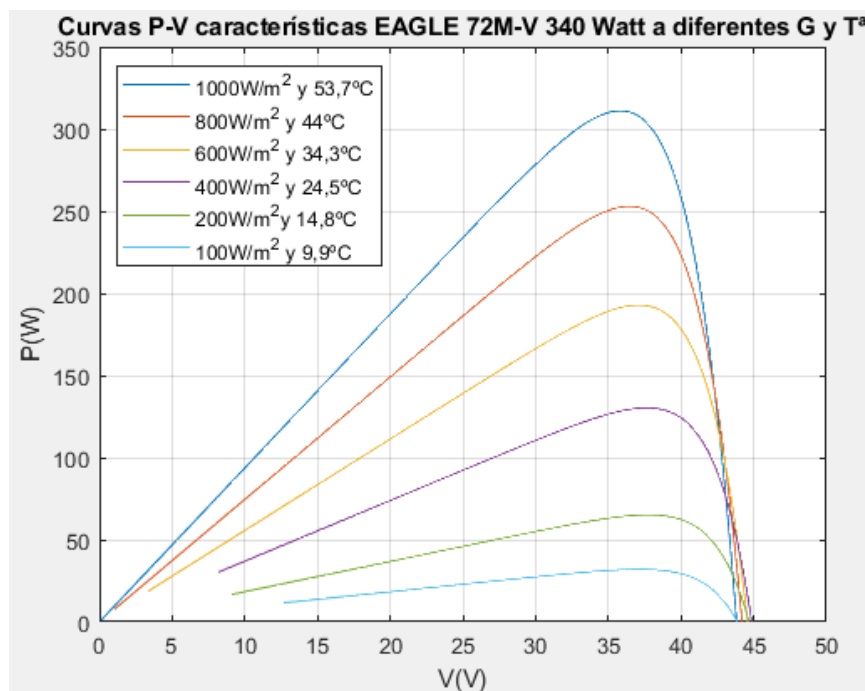


Ilustración 60.- Curvas P-V EAGLE 72M-V 340 Watt a diferentes G y T

La Ilustración 61 reproduce fielmente las curvas facilitadas por el fabricante en la hoja de datos.

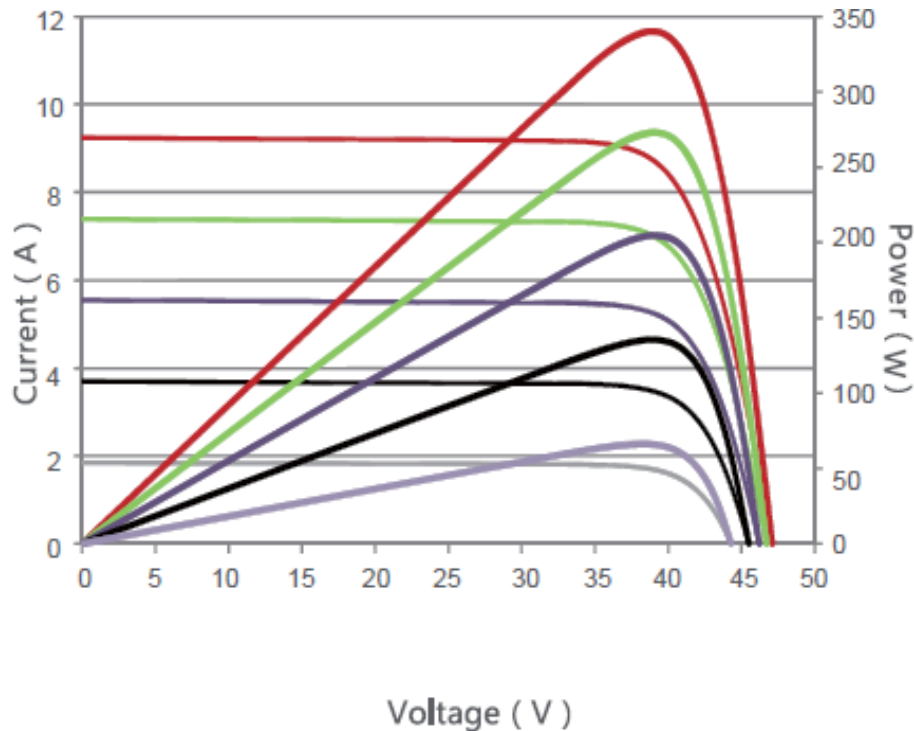


Ilustración 61.-Curvas I-V y P-V del fabricante

Inicialmente se ha realizado el modelado de un artículo científico [23], comprobando que los resultados obtenidos son idénticos a los del artículo. De esta forma queda demostrada la veracidad y exactitud del modelo, y quedan asentadas las bases del trabajo, aplicándolas posteriormente a nuestro modelado. La exactitud del sistema queda reflejada en el apartado 6 de este estudio.

Por otro lado, para comprobar la veracidad de los resultados obtenidos en la simulación para los módulos Jinko con G y T variables, se han realizado las simulaciones de las curvas I-V y P-V correspondientes a los valores de irradiancia representados en el Datasheet para una temperatura de 25°C. En la Ilustraciones 62 y 63 se observan que las curvas simuladas haciendo uso de las ecuaciones del modelo presentado por Duffie & Beckmann [23] corresponden a las curvas facilitadas por el fabricante (Ilustración 61), quedando demostrada la veracidad de los datos adjuntos en la primera fase del estudio.

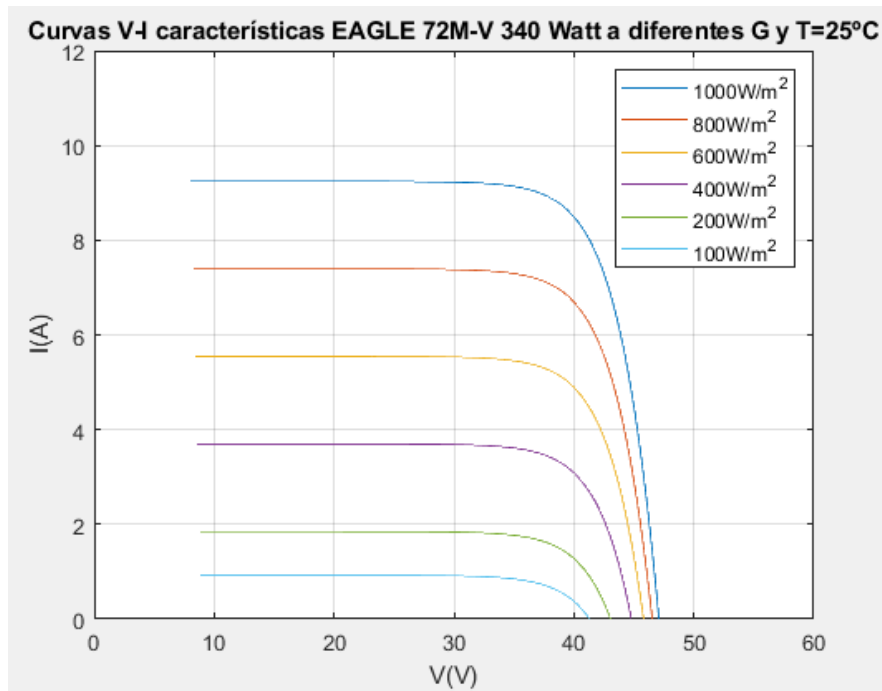


Ilustración 62.- Curvas V-I EAGLE 72M-V 340 Watt del fabricante a diferentes G y T=25°C

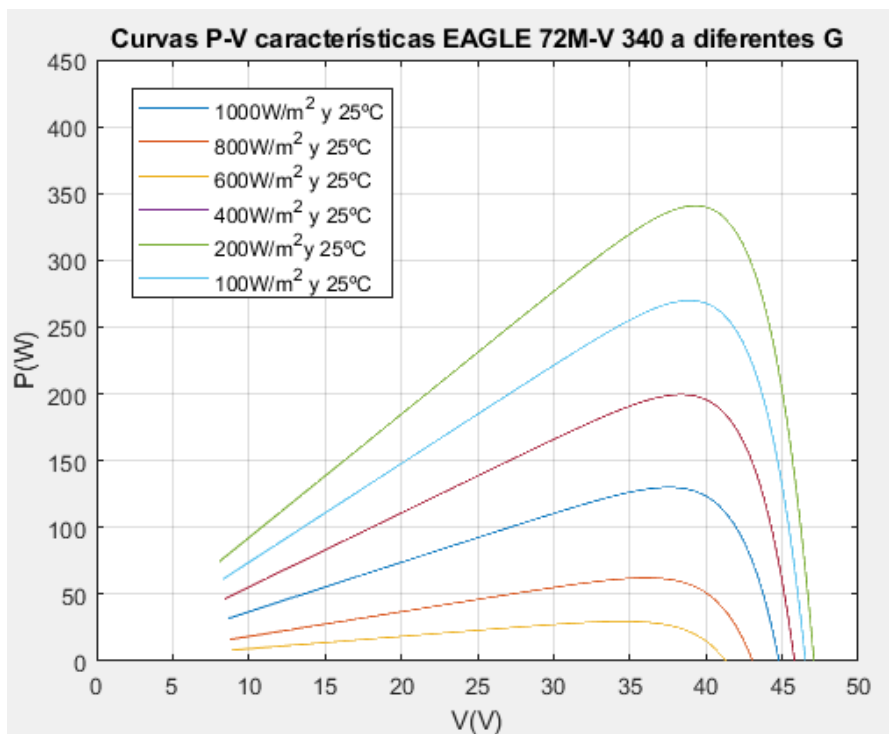


Ilustración 63.- Curvas P-V EAGLE 72M-V 340 Watt del fabricante a diferentes G y T=25°C

4.4 Investigación y caracterización del proceso de electrólisis

El subsistema de hidrógeno consta de un electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM), un tanque para el almacenamiento de H₂ y una pila de combustible (PEMFC).

Los electrolizadores tipo PEM se caracterizan por tener un tamaño reducido y ofrecen ventajas como la estabilidad del electrolito, la alta conductividad de protones, bajo cruce de gas y la posibilidad de operar a altas presiones entregando el hidrógeno a alta presión al usuario final, requiriendo así, menor energía para comprimir y almacenar el hidrógeno.

El electrolizador PEM utiliza la energía eléctrica que recibe de la instalación fotovoltaica para la producción de hidrógeno. Serán las propiedades de los componentes de la instalación fotovoltaica las que determinen la cantidad de hidrógeno producido. Por lo tanto, el comportamiento I-V del electrolizador debe conocerse para que ambos subsistemas estén acoplados lo más cerca posible al punto de funcionamiento de máxima potencia fotovoltaica (MPP) a través de una óptima disposición de las celdas del electrolizador conectadas en serie.

Las curvas características de los electrolizadores PEM [23] para electrólisis de agua y de etanol se han obtenido a través de la simulación de la ecuación característica del electrolizador (ec.11) que se ajusta a un modelo conciso de tres parámetros (ec. 3), donde la densidad de corriente es la intensidad eléctrica por unidad de área de electrodo ($J = I / S$).

$$. V = \left[J + 2K(JR + E_0) + (J^2 + 4KE_0J)^{\frac{1}{2}} \right] / 2K \quad (\text{ec.11})$$

Este modelo describe la electrólisis mediante tres parámetros:

- **Voltaje termodinámico (E_0)**, está relacionado con el potencial de disociación del agua.
- **Parámetro cinético (K)**, refleja el efecto cinético electroquímico general de ambos electrodos.
- **Parámetro óhmico (R)**, representa la resistencia eléctrica total de la celda.

En las Ilustraciones 65 y 66 se representan los modelos de Simulink para la caracterización de los electrolizadores de agua y de conformado de etanol, respectivamente.

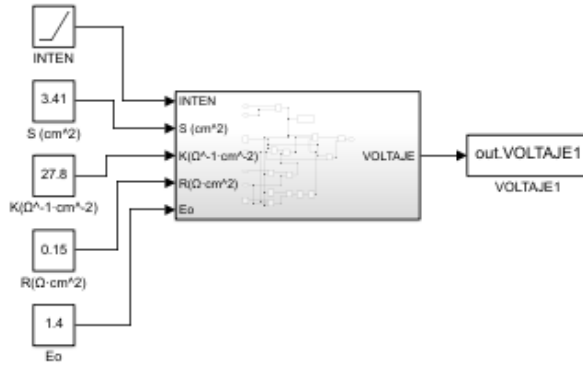


Ilustración 65.- Modelado comportamiento electrolizador de agua

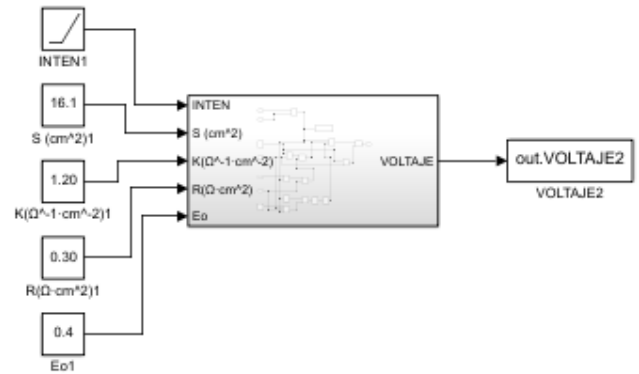


Ilustración 64.- Modelado comportamiento electrolizador de EtOH

4.4.1 Electrólisis de Agua

Las características de un electrolizador de agua convencional están basadas en la investigación de Millet et al. [31] en celdas PEM con baja resistencia y alta densidad de corriente operativa a una temperatura de 90 °C.

Para el estudio en cuestión se ha utilizado platino en el cátodo e iridio en el ánodo [30]. El potencial de disociación del agua es de 1,40 V, la resistencia de la celda es de 0,15 $\Omega \cdot \text{cm}^2$ y el parámetro cinético es 27,8 $\Omega^{-1} / \text{cm}^{-2}$.

En la Ilustración 66 se representa el comportamiento del electrolizador PEM con electrólisis de agua.

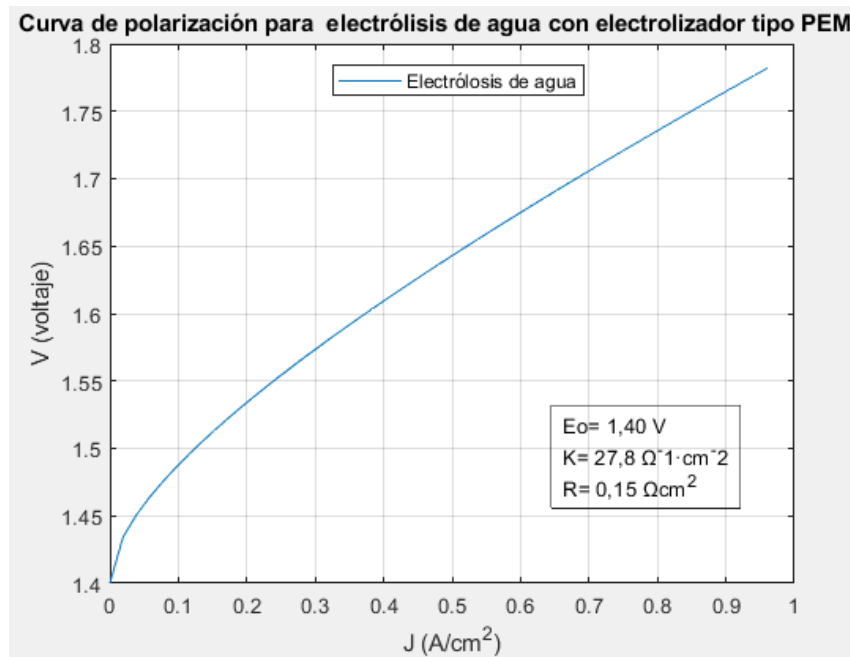


Ilustración 66.- Curva electrolizador PEM bajo electrólisis de agua trabajando a $T=90^\circ\text{C}$

4.4.2 Electrólisis de Etanol

La producción de H_2 mediante el proceso de electrólisis de reformado electroquímico de etanol (EtOH), es una alternativa reciente para optimizar el proceso de electrólisis ya que la energía contenida en los compuestos orgánicos suministra una parte de los requisitos de energía. Esto permite que el voltaje que debe suministrar el sistema al electrolizador para la generación de H_2 sea 1,3V, valor inferior al requerido para la generación de H_2 mediante electrólisis de agua, que se encuentra entre 1,4 y 2V.

El reformado electroquímico de etanol para la producción de hidrógeno en una celda PEM fue reportada por De Lucas-Consuegra et al [32]. Estos autores prepararon un nuevo ánodo de Pd con alta actividad electrocatalítica (hasta 700 mA/cm^2) para producir hidrógeno farádico muy puro con baja demanda energética [30].

El electrolito más eficaz en la solución de combustible era KOH [23]. Para el desarrollo de este estudio se escogieron las curvas con EtOH 2 M y KOH 1 M a 80°C , mostrando un potencial electroquímico de solo 0,40 V, pero una mayor

resistencia de la celda, alcanzando esta $0,30 \Omega \cdot \text{cm}^2$, y una actividad cinética mucho menor que para el caso de electrólisis de agua, en torno a $1,2 \Omega^{-1} / \text{cm}^{-2}$.

La salida del sistema híbrido se determina a partir de las curvas I-V, que representan las características operativas de la instalación fotovoltaica y su conexión directa con el electrolizador para un conjunto dado de condiciones. Sin embargo, incluso si la instalación fotovoltaica y el electrolizador estuvieran perfectamente acoplados para un conjunto de condiciones, esto podría no ser aplicable a otro set de condiciones, en función de la dinámica del sistema. Es por ello por lo que, en este estudio, se selecciona un valor de densidad solar máxima (G_m) de 1000 W/m^2 para el análisis de las simulaciones considerando acople directo, la totalidad de la energía eléctrica que recoge la instalación fotovoltaica pasa al electrolizador.

En la Ilustración 67 se representa el comportamiento del electrolizador PEM para electrólisis de conformado de etanol obtenida del modelo desarrollado.

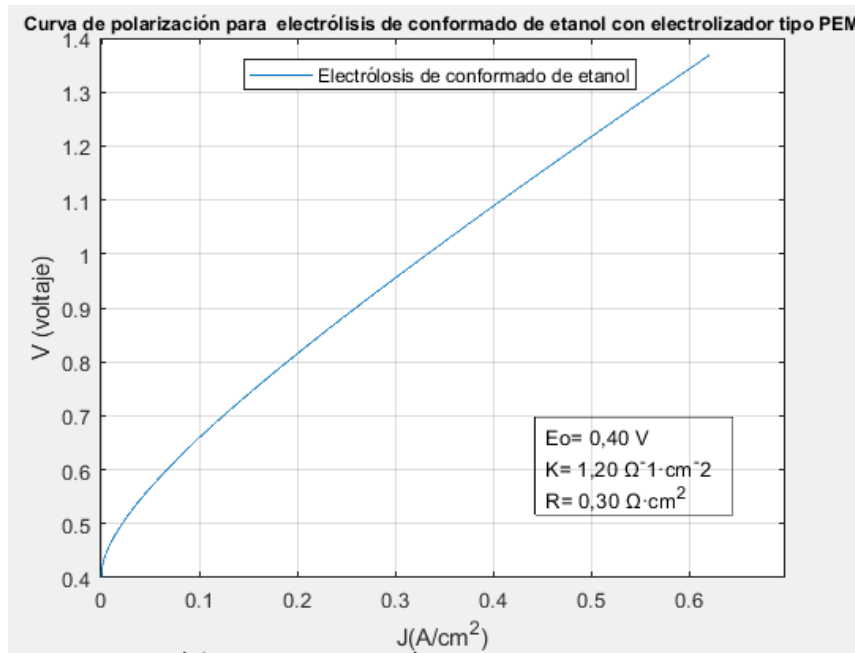


Ilustración 67.- Curva electrolizador PEM bajo electrólisis de EtOH trabajando a $T=90^\circ\text{C}$

4.5 Estimación de la demanda eléctrica en la vivienda.

4.5.1 Consumo de electricidad diario en función de las cargas eléctricas

Para realizar el estudio de consumo diario de una vivienda unifamiliar para un día aleatorio del año se han considerado las cargas eléctricas habituales de diversos dispositivos eléctricos representativos.

Se ha estimado la relación entre potencia consumida por el dispositivo y las horas de funcionamiento aproximadas asociadas a cada elemento, Tabla 15.

Dispositivo Eléctrico	Consumo (W/h)	Horas aprox. uso/día
5 luminarias	20	5
Televisión	120	2
Frigorífico	200	24
Lavadora	600	1
Aire Acondicionado / Bomba de calor	110	10
Ordenador	115	3
Equipo Música	50	1

Tabla 15.- Cargas eléctricas de la vivienda

La demanda eléctrica diaria con las consideraciones descritas en la Tabla 16 equivale a $C = 7,635$ kWh/día. Se ha realizado una distribución de las cargas de los dispositivos considerando que la mayor demanda eléctrica aparece principalmente a primera hora de la mañana y en el avance de la tarde, horas con poca disponibilidad solar.

<i>Distribución de las cargas eléctricas diarias de la vivienda</i>								
Hora (h)	Luminarias	TV	Frigorífico	Lavadora	Aire Ac. / Bomba C.	PC	Equipo música	TOTAL (W)
0:00			200					200
1:00			200					200
2:00			200					200
3:00			200					200
4:00			200					200
5:00			200					200
6:00			200					200
7:00			200					200
8:00	100		200		110		50	460
9:00			200		110			310
10:00			200		110			310
11:00			200		110			310
12:00			200		110			310
13:00			200		110			310
14:00			200		110			310
15:00			200		110			310
16:00			200		110			310
17:00			200		110			310
18:00			200					200
19:00			200			115		315
20:00	100		200	600		115		1015
21:00	100		200			115		415
22:00	100	120	200					420
23:00	100	120	200					420
Total	500	240	4800	600	1100	345	50	7635

Tabla 16.- Distribución de cargas eléctricas de la vivienda para un día

La mayoría de la energía eléctrica obtenida de los paneles fotovoltaicos no se utiliza por la baja demanda en muchos periodos horarios de alta generación, esto conduce a que solo el 36,5% (2,790 kWh) de la demanda de energía en la vivienda será satisfecha directamente por la instalación fotovoltaica. Para satisfacer el 63,5% (4,845 kWh) restante de la demanda se requiere el almacenamiento del hidrógeno producido por el electrolizar en un dispositivo de almacenamiento destinado para tal fin, como puede ser un cilindro de gas.

Cuando la instalación fotovoltaica no sea capaz de satisfacer la demanda, en periodos de irradiancia baja o nula, se alimentará la pila de combustible con el hidrógeno almacenado para abastecer la demanda.

4.5.2 Demanda anual de la vivienda

Para extender el estudio a un intervalo de tiempo objetivo de 1 año, se precisa conocer la variación del consumo diario de la vivienda. Con este estudio, se obtendrán datos variables para los diferentes periodos del año y al utilizarse datos directos de una estación meteorológica, los datos representados estarán sujetos a las condiciones climatológicas del día en cuestión.

Para el modelado del sistema, se utilizan los datos de consumo derivados de la facturación de una vivienda unifamiliar ubicada en Sevilla.

El resumen de los datos recogidos correspondientes a temperatura, irradiación corregida y consumo anual de la vivienda aislada se muestra en la Tabla 17. La muestra de datos se recoge con frecuencia horaria para poder estudiar el comportamiento del sistema de forma exhaustiva.

La tarifa está caracterizada por la discriminación horaria, como se muestra en la Ilustración 68, presentando dos precios diferentes para el consumo de electricidad en función de la hora del día.

	2.0 DHA		CONSUMO ANUAL (kWh)
	P1 (kWh)	P2 (kWh)	
Noviembre 20-30/11/2017	41	28	69
Diciembre	127	132	259
Enero	158	216	374
Febrero	138	176	314
Marzo	140	141	281
Abril	97	61	158
Mayo	125	97	221
Junio	85	88	173
Julio	93	91	183
Agosto	138	102	239
Septiembre	103	61	164
Octubre	93	70	164
Noviembre 01-20/11/2018	82	55	137

Tabla 17.- Resumen consumo mensual vivienda unifamiliar - Sevilla



Ilustración 68.- Horarios de luz tarifa 2.0 DHA

4.6 Modelado del sistema híbrido

El modelo general del sistema híbrido permitirá la evaluación de los parámetros característicos de un sistema aislado FV-EL. La generación de energía primaria está determinada por la irradiancia incidente sobre los módulos fotovoltaicos, la interconexión entre módulos y el acoplamiento de estos a los electrolizadores, encargados de producir hidrógeno a través de reacciones electroquímicas para su posterior uso en la pila de combustible cuando sea preciso cubrir la demanda de energía eléctrica que no es capaz de suplir la instalación fotovoltaica trabajando de forma autónoma.

Por ende, los niveles de producción de hidrógeno y de potencia generada por la pila de combustible también están determinadas por las características de la radiación solar, las células fotovoltaicas y su acoplamiento a los electrolizadores.

4.6.1 Selección del área y número de células del electrolizador

Para modelar la conexión directa del electrolizador con la instalación fotovoltaica trabajando en el punto de máxima potencia, MPP, en el momento de máxima radiación diaria ($G=1000\text{W}/\text{m}^2$), se han representado las curvas características de los electrolizadores bajo electrólisis de agua y de conformado de etanol, Ilustración 69. A su vez, se han representado las curvas características de los módulos fotovoltaicos V-I y P-V para distintos niveles de irradiancia (G), Ilustración 70.

Es necesario considerar que, al utilizarse este enfoque, la posición relativa y la forma de la curva del electrolizador están determinadas por el número de células conectadas en serie a los módulos fotovoltaicos y la superficie característica de las células, que debe seleccionarse convenientemente para conseguir el mejor acoplamiento del sistema al MPP en función del número de células que empleemos para configurar el electrolizador de estudio.

Para optimizar el proceso se ha generado un fichero Excel que facilita el valor de la superficie que deben tener las células del electrolizador en función del número de células que conformen el electrolizador y de los valores I_{MPP} y V_{MPP} para electrólisis de agua y electrólisis de conformado de etanol.

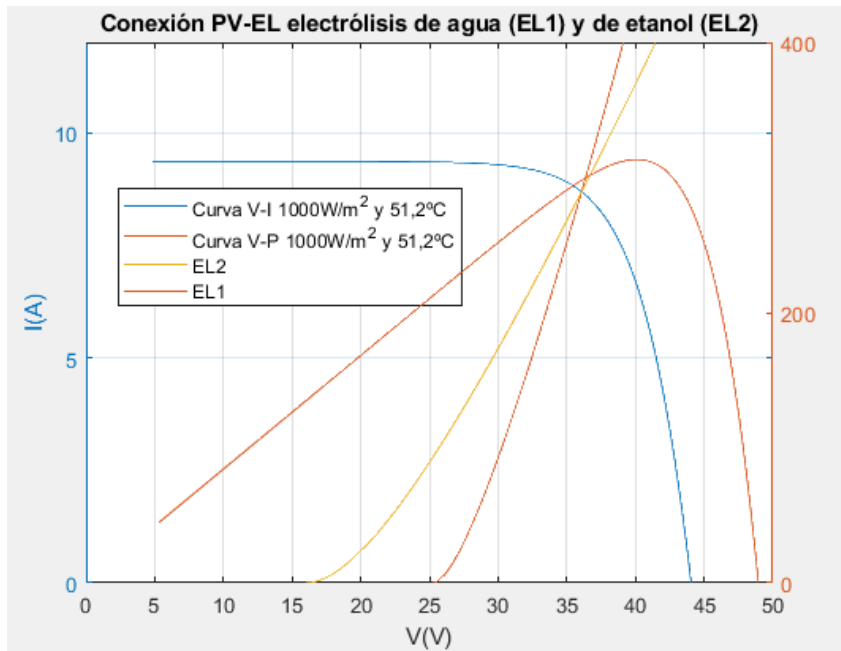


Ilustración 69.- Acoplamiento de ELs al MPP en el momento de máxima radiación diaria

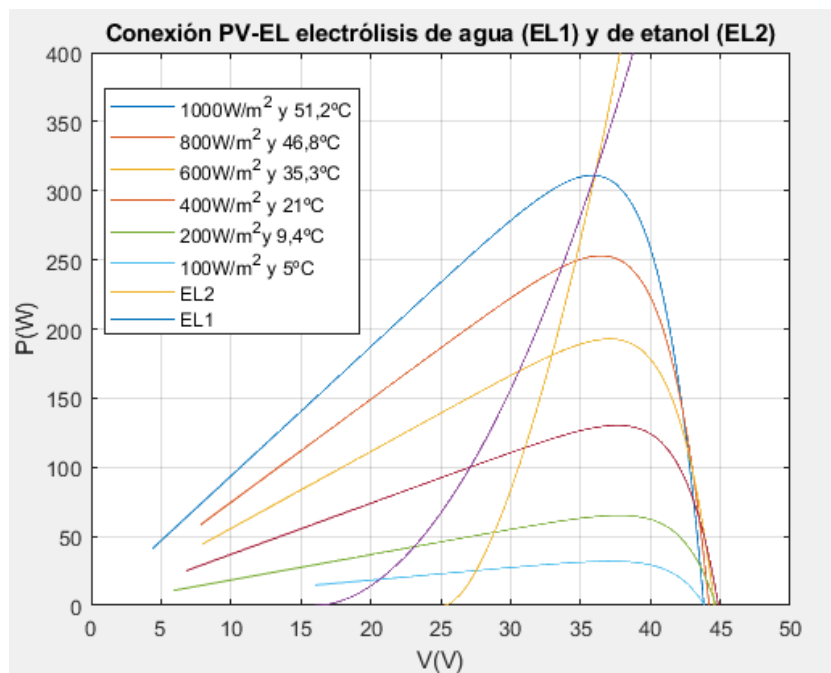


Ilustración 70.- Acoplamiento de ELs con los módulos fotovoltaicos para diferentes niveles de insolación

4.6.2 Modelo de sistema híbrido

Una vez definidos el número de células que componen el electrolizador y la superficie de estas, se puede proceder con el modelado del sistema aplicando el procedimiento presentado en [23] para optimizar el dimensionamiento relativo del conjunto FV-EL para un acoplamiento directo. En la Ilustración 71 se encuentra el diagrama de flujo a seguir para desarrollar el modelado del sistema híbrido:

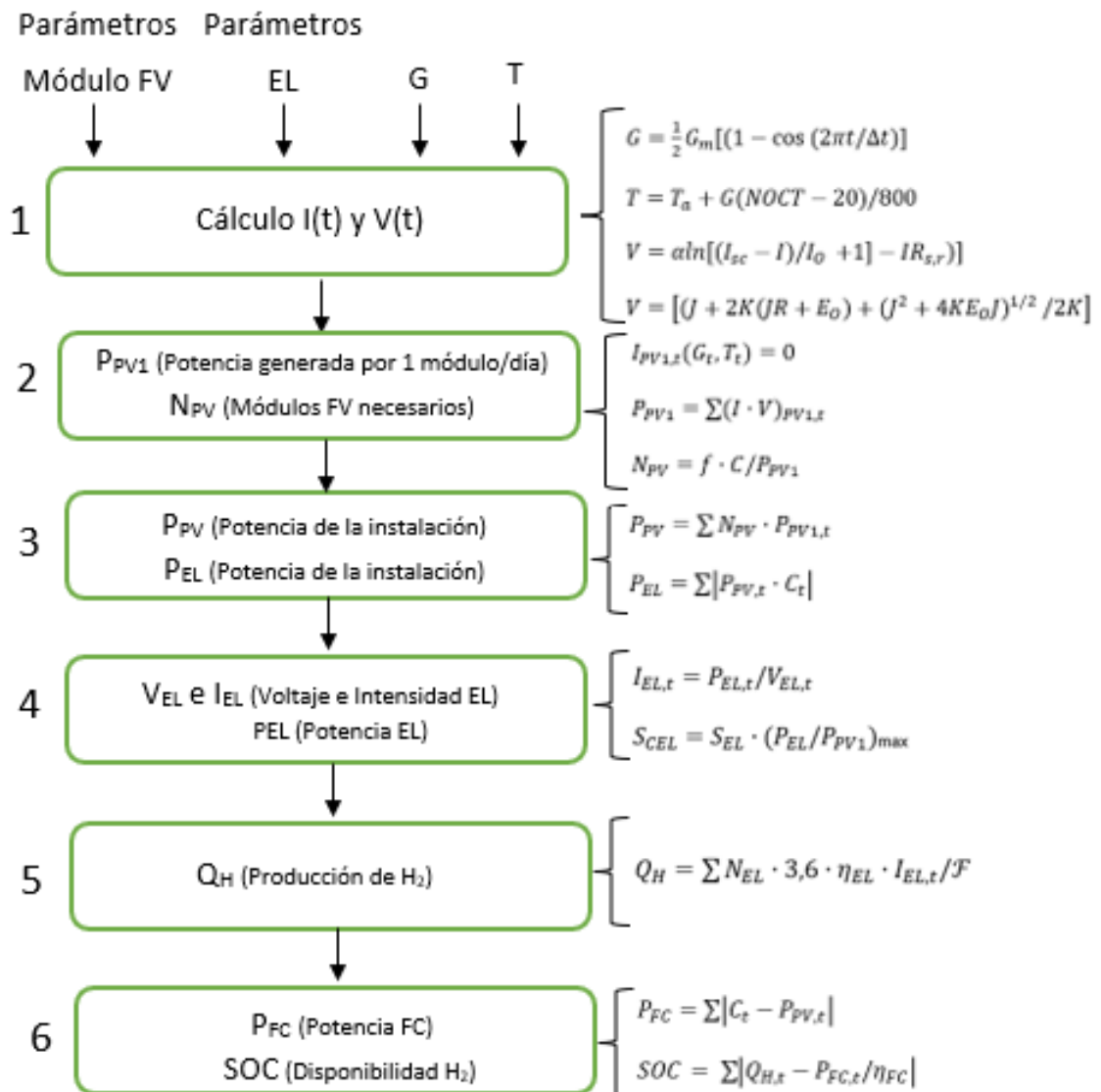


Ilustración 71.- Diagrama de flujo modelado del sistema híbrido

1. Se conoce el comportamiento de los módulos fotovoltaicos haciéndose uso del modelo presentado por Duffie & Beckmann, la caracterización de los módulos (ec. 13) depende de la intensidad de cortocircuito (I_{sc}), corriente de saturación inversa de la celda fotovoltaica (I_0) y la resistencia de la serie de células fotovoltaicas ($R_{s,r}$).

Por otra parte, el comportamiento del electrolizador para los dos sistemas electrolitos PEM de estudio (ec.14) viene determinado mediante el voltaje termodinámico (E_0), el parámetro cinético (K), y el parámetro óhmico (R).

Al basar la simulación en un acople directo FV-EL, la intensidad eléctrica del módulo fotovoltaico acoplado al electrolizador según el perfil de radiación (ec. 11), determinado por la irradiancia máxima (G_m), y el incremento de horas entre el amanecer y el atardecer (Δt), el perfil de temperatura (ec.12), determinado por la temperatura ambiente (T_a), la irradiancia (G) y la temperatura de la celda de operación (**NOCT**) se determina resolviendo las ecuaciones (ec.13) y (ec.14) simultáneamente.

$$G = \frac{1}{2} G_m [(1 - \cos (2\pi t / \Delta t))] \quad (\text{ec.11})$$

$$T = T_a + G(\text{NOCT} - 20) / 800 \quad (\text{ec.12})$$

$$V = \alpha \ln [(I_{sc} - I) / I_0 + 1] - I R_{s,r} \quad (\text{ec.13})$$

$$V = [J + 2K(JR + E_0) + (J^2 + 4KE_0J)^{1/2} / 2K] \quad (\text{ec.14})$$

2. Una vez determinada la intensidad que recorre el módulo fotovoltaico (ec.15) en función de la irradiancia y temperatura durante las horas del día, se suma la generación de energía determinando la potencia que se logra alcanzar con un único módulo fotovoltaico (ec. 16).

La potencia generada por el módulo fotovoltaico PV1 se compara con el consumo (**C**) diario para determinar el número de módulos fotovoltaicos (ec. 17) requeridos para satisfacer la demanda, haciendo uso de un factor de tamaño adecuado en función del proceso electrolítico a estudiar (**f**) para dimensionar la instalación:

$$I_{PV1,t}(G_t, T_t) = 0 \quad (\text{ec.15})$$

$$P_{PV1} = \sum(I \cdot V)_{PV1,t} \quad (\text{ec.16})$$

$$N_{PV} = f \cdot C / P_{PV1} \quad (\text{ec.17})$$

3. Una vez determinado el número de módulos fotovoltaicos conectados en serie para nuestra instalación, se determina la generación de potencia conjunta del campo fotovoltaico (ec.18). El electrolizador transformará, mediante procesos electroquímicos, la energía eléctrica generada por el campo fotovoltaico que no se utilice para suplir la demanda eléctrica en H₂, que se almacenará en un depósito a presión para su posterior uso en aquellas horas de irradiancia baja o nula mediante una pila de combustible.

Para calcular las horas de potencia que se destinan al electrolizador (ec.19), se reduce la potencia que genera la instalación fotovoltaica con el consumo durante las horas de sol imputando el exceso de horas de potencia destinadas al electrolizador.

$$P_{PV} = \sum N_{PV} \cdot P_{PV1,t} \quad (\text{ec.18})$$

$$P_{EL} = \sum |P_{PV,t} \cdot C_t| \quad (\text{ec.19})$$

4. Una vez se conocen los valores de voltaje y potencia del electrolizador en función de la irradiancia, temperatura y consumo horario, se determina la corriente que llega al electrolizador (ec.20).

Por otro lado, se determina el área de los electrodos (ec.21) para la potencia máxima (nominal) que está vinculada con el área de las células que posee el electrolizador (**S_{el}**) conectadas en serie, la potencia máxima del módulo fotovoltaico (**P_{PV1}**) y la potencia máxima del electrolizador (**P_{EL}**):

$$I_{EL,t} = P_{EL,t} / V_{EL,t} \quad (\text{ec.20})$$

$$S_{CEL} = S_{EL} \cdot (P_{EL} / P_{PV1})_{\max} \quad (\text{ec.21})$$

5. La producción de hidrógeno (Q_H) (ec.22) por parte del electrolizador se estima haciendo uso de la ley de Faraday ($\mathcal{F} = 96,5 \text{ kC/gH}_2$), utilizando una eficiencia de corriente neta ($\eta_{EL} = 0,90$) para tener en cuenta las pequeñas pérdidas farádicas y el consumo de energía adicional externo al electrolizador:

$$Q_H = \sum N_{EL} \cdot 3,6 \cdot \eta_{EL} \cdot I_{EL,t} / \mathcal{F} \quad (\text{ec.22})$$

6. Será en aquellos intervalos de tiempo, donde la potencia del campo no sea capaz de suplir la totalidad de la demanda de energía trabajando de forma autónoma, cuando se generé la energía eléctrica mediante un proceso termoquímico a partir del H_2 almacenado, haciendo uso de la pila de combustible. La potencia que se precisa para soportar los déficits de potencia (ec.23) depende de la disponibilidad H_2 en términos de diferencias de potencia (**SOC**) (ec.24), a su vez, hay que considerar un rendimiento del dispositivo a la hora de realizar los cálculos, se considera que el rendimiento de la pila de combustible es $\eta_{FC} = 0,60$ (LHV).

$$P_{FC} = \sum |C_t - P_{PV,t}| \quad (\text{ec.23})$$

$$SOC = \sum |Q_{H,t} - P_{FC,t} / \eta_{FC}| \quad (\text{ec.24})$$

4.6.3 Escenarios para la obtención de resultados

En el desarrollo de este estudio se abordan varios escenarios de simulación tras realizar la validación del modelo (capítulo 6):

- Simulación con el electrolizador a base de agua (EL-1) durante el día (24 h).
- Simulación con el electrolizador a base de conformado de etanol (EL-2) durante el día (24 h).
- Simulación con el electrolizador a base de agua (EL-1) durante la totalidad de un año (12 meses).
- Simulación con el electrolizador a base de conformado de etanol (EL-2) durante la totalidad de un año (12 meses).

La simulación del modelo previamente detallado se ha realizado desarrollando dos vías de modelado alternativas, por un lado, se ha hecho uso de una hoja de cálculo para determinar los valores numéricos de las variables en las simulaciones con extensión de 24 h y, en adición, se ha realizado la simulación haciendo uso del software de programación “Matlab”. Los resultados obtenidos al desarrollar ambas vías de actuación se asemejan al modelo base, obteniéndose una mayor precisión en el modelo simulado a través de Matlab.

Las simulaciones destinadas al estudio del sistema para la totalidad de un año se han desarrollado directamente utilizando Matlab al ser preciso manejar una base de datos extensa, y asegurar la exactitud de los datos procesados.

5 ANÁLISIS DE RESULTADOS. ESTUDIOS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

5.1 Resultados. Análisis diario

5.1.1 Electrólisis de agua

El detalle de los valores del workspace generado en Matlab para un escenario de simulación con electrólisis de agua (EL-1) durante el día (24 h) se muestra con más detalle en la Ilustración 72. Se parte de los datos de Temperatura, Irradiancia y del cálculo previo para la caracterización del electrolizador reflejado con anterioridad en la Tabla 18.

La variable Pc hace alusión al consumo diario de la vivienda unifamiliar (W/h) y las variables T y G aluden respectivamente a la irradiación y temperatura.

Se determina un rendimiento para los dispositivos eléctricos, para tener en cuenta las pequeñas pérdidas farádicas y el consumo de energía adicional externo a los dispositivos, del 90% en el caso del electrolizador y 65% para la pila de combustible, en base a bibliografía cotejada en el estado del arte [30].

Para el desarrollo del modelado introducimos los valores de Pc, G y T como vectores en el script de Matlab. A continuación, se definen en el script las ecuaciones necesarias para el modelado fotovoltaico bajo condiciones estándar de operación (STC), representadas en la Tabla 14 que corresponden con las ecuaciones 5-10 del artículo de referencia:

$$\alpha_r = (\mu_{V_{oc}} T_r - V_{oc,r} + E_g N_s) / \left(\frac{\mu_{I_{sc}} T_r}{I_{sc,r}} - 3 \right) \quad (\text{ec.5})$$

$$\alpha = \alpha_r \cdot \left(\frac{T}{T_r} \right) \quad (\text{ec.6})$$

$$I_{sc} = G/G_r [I_{sc,r} + \mu_{sc} (T - T_r)] \quad (\text{ec.7})$$

$$I_{o,r} = (I_{sc,r} \exp[-V_{oc,r}/\alpha_r]) \quad (\text{ec.8})$$

$$I_o = (I_{o,r} \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 \exp[(1 - T_r/T) E_g N_s / \alpha]) \quad (\text{ec.9})$$

$$R_{s,r} = \frac{\left[\alpha_r \ln \left(1 - \frac{I_{MPP,r}}{I_{sc,r}} \right) - V_{MPP,s} + V_{oc,s} \right]}{I_{MPP,r}} \quad (\text{ec.10})$$

Para trabajar con las ecuaciones mencionadas, es preciso generar previamente, constantes con los datos facilitados por el fabricante en el Datasheet donde se reflejen las características propias de los módulos fotovoltaicos. La relación entre las ecuaciones previamente mencionadas y la ecuación característica del módulo fotovoltaico se muestra en el diagrama de flujo de la Ilustración 72.

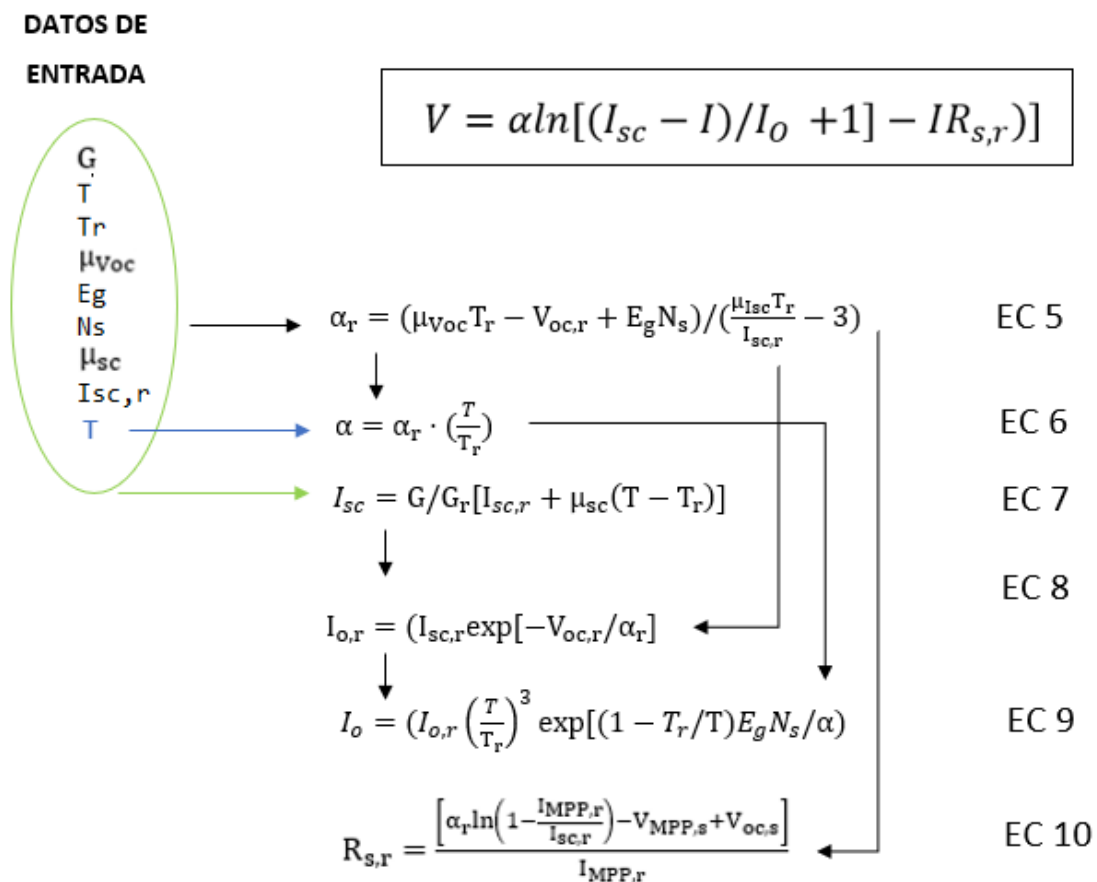


Ilustración 72.-Diagrama flujo caracterización módulo fotovoltaico

Para el desarrollo del modelo se precisa del uso de funciones de Matlab, se pasa a trabajar por bloques. Para ello se define una función, que pasa este caso se ha nombrado como “calculos_tabla_01_1”.

Se tiene un bloque principal donde se realizan las llamadas a las funciones y bloques que contienen las herramientas que se precisan.

La intensidad de corriente se calcula con un comando denominado “F = root2(x)”, es un solucionador para resolver dos ecuaciones con dos incógnitas. Las ecuaciones para resolver son las ecuaciones características del módulo fotovoltaico (ec.13) y del electrolizador (ec.14) y están en función de la Intensidad (I) y el voltaje (V) que sale de la instalación fotovoltaica y entra en el electrolizador. Igualadas ambas a cero, tenemos F(1) y F(2) en función de x(1) que corresponde a la intensidad y x(2) que corresponde al voltaje.

El sistema está en función de x y en función de las constantes que intervienen en ambas ecuaciones: Alpha, I_{sc} , I_o , R_{sr} , S, K, R, y E_o .

Es necesario crear un ciclo “for”, llamando a la función root2d, para recorrer el vector completo de las variables Alpha, I_{sc} y I_o generando una solución punto a punto de las ecuaciones.

Dentro del ciclo se añade una condición “If-Else” para adecuar los datos, en este bloque queda determinado que para valores de irradiancia prácticamente nulos los valores de V e I deben ser cero. Se añaden otros bloques “If-Else” para restringir los valores de los vectores P_{el} y P_{fc} a valores positivos, la generación de potencia será en el caso más desfavorable nula.

La potencia capaz de generar un módulo fotovoltaico del modelo seleccionado, P_{PV1} , junto con los datos de consumos horarios de la vivienda son determinantes para estimar el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, se define así el número de módulos fotovoltaicos con el factor de tamaño elegido en función del proceso seleccionado para la electrólisis. Una vez se calcula el número de módulos fotovoltaicos necesarios para suplir la demanda, se obtienen la potencia total, P_{pv} , y el excedente de potencia para electrólisis, P_{EL} .

La corriente del electrolizador, I_{EL} , se determina en función de la potencia horaria generada y el voltaje del electrolizador, que coincide con el voltaje característico de la instalación fotovoltaica al conectarse los elementos en serie.

A partir del valor de la corriente en el electrolizador se calcula la producción de hidrógeno (QH), para almacenamiento (SOC) o para su uso en la pila de combustible (PFC), y por último la generación de energía eléctrica.

El área de los electrodos por celda y total (S_{el} y S_{cel}), así como el máximo y mínimo de las densidades de corriente (J_{max} y J_{min}), se determinan desde los valores máximos y mínimos horarios de los vectores PEL e IEL. Finalmente, se determinan la tasa de eficiencia (LHV) y el consumo de energía específico del electrolizador (C_e) utilizando la suma de la potencia diaria generada por el electrolizador $\sum P_{EL}$ y la cantidad total de hidrógeno producido $\sum Q_H$.

La entrada solar asciende a 5 kW/m²·día con una generación fotovoltaica de 1,518 kWh / módulo; al ingresar el factor ($f = 4,704$) el número de módulos es de 24, la generación total es de 36,43 kWh y el excedente de potencia es de 33,64 kWh;

La corriente total que entra en el electrolizador para el caso EL-1 es de 3542,36 kC / día, y el área del electrodo es de 0,2 m², lo que lleva a un rango de operación de 0,0876 e 1,8123 kA / m²; la producción de H₂ es de 594,67 g / día, de los cuales el 14,35% es consumido por el FC para energía doméstica y el resto (SOC=11,87 kWhH₂) se puede utilizar para otras aplicaciones.

En la Tabla 20 se muestran detalladamente los valores de los datos del Workspace (Ilustración 73) del script de Matlab para la simulación diaria con frecuencia horaria, de 0 a 23 horas, haciendo uso de un electrolizador con agua. Los datos presentados en color gris tienen valores predeterminados para el cálculo del modelo de la instalación en cuestión.

WORKSPACE MATLAB - SIMULACIÓN CON ELECTRÓLISIS DE AGUA

CONSTANTES

Npv	(ud.)	24
Nel	(ud.)	18
Sel	(cm ²)	4,83
Rendel		90%
Rendfc		65%
alpha_r		2,5075
lor	(A)	6.4273e-08
Rs,r		0,0935
K	(Ω ⁻¹ /cm ²)	27,8000
Eo	(V)	1,4000
R	(Ω·cm ²)	0,1500
Ce	(KWh/KgH ₂)	56,5720
SceI	(cm ²)	109,5476
Rende		0,5931
Jmin	(KA/m ²)	0,0876
Jmax	(KA/m ²)	1,8123
Snel	(m ²)	1,9719

VARIABLES

t	(h/día)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Pc	(W)	200	200	200	200	200	200	200	200	460	310	310	310
G	(W/m ²)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95	345	655
alpha		2,33920906	2,33920906	2,33920906	2,33920906	2,33920906	2,33920906	2,33920906	2,33920906	2,33920906	2,378756837	2,48057133	2,60762909
lo	(A)	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	8.7610e-09	4.3723e-08	2.3700e-07
Isc	(A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,871353437	3,18290354	6,08677017
I	(A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,870418104	3,17227001	5,97725828
V	(V)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27,46066758	30,466445	33,4533583
Vel	(V)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27,46066758	30,466445	33,4533583
Ppv1	(W)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,90226221	96,64779	199,959363
Ppv	(W)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	573,654293	2319,54696	4799,02471
PeI	(W)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	263,654293	2009,54696	4489,02471
IeI	(A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,60116109	65,9593516	134,187566
Qh	(g/h)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,802484091	39,8626879	81,0965681
Pfc	(W)	200	200	200	200	200	200	200	200	460	0	0	0
SOC	(WHZ,ihv)	-333,333333	-333,333333	-333,333333	-333,333333	-333,333333	-333,333333	-333,333333	-333,333333	-766,666667	194,6965512	1337,55263	2721,11425
Cum	(WHZ,ihv)	-333,333333	-666,666667	-1000	-1333,333333	-1666,666667	-2000	-2333,333333	-2666,666667	-3433,333333	-3238,636782	-1901,08415	820,030096

12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Σ
310	310	310	310	310	310	200	315	1015	415	420	420	7635,00
905	1000	905	655	345	95	0	0	0	0	0	0	5000,00
2,71028503	2,748991365	2,71028503	2,60762909	2,48057133	2,37875684	2,33920906	2,33920906	2,33920906	2,33920906	2,33920906	2,339209058	
7.5192e-07	1.1142e-06	7.5192e-07	2.3700e-07	4.3723e-08	8.7610e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.36944e-09	
8,45893393	9,36729024	8,45893393	6,08677017	3,18290354	0,87135344	0	0	0	0	0	0	
7,98882646	8,630677286	7,98882646	5,97725828	3,17227001	0,8704181	0	0	0	0	0	0	
35,4237535	36,03360911	35,4237535	33,4533583	30,466445	27,4606676	0	0	0	0	0	0	
35,4237535	36,03360911	35,4237535	33,4533583	30,466445	27,4606676	0	0	0	0	0	0	
282,994219	310,9944517	282,994219	199,959363	96,64779	23,9022622	0	0	0	0	0	0	1518,00
6791,86126	7463,86684	6791,86126	4799,02471	2319,54696	573,654293	0	0	0	0	0	0	36432,04
6481,86126	7153,86684	6481,86126	4489,02471	2009,54696	263,654293	0	0	0	0	0	0	33642,04
182,980645	198,5331755	182,980645	134,187566	65,9593516	9,60116109	0	0	0	0	0	0	3542,37
110,584779	119,9839875	110,584779	81,0965681	39,8626879	5,80248409	0	0	0	0	0	0	594,68
0	0	0	0	0	0	200	315	1015	415	420	420	4845,00
3710,56169	4025,942716	3710,56169	2721,11425	1337,55263	194,696551	-333,333333	-525	-1691,666667	-691,666667	-700	-700	11878,79
4530,59179	8556,534502	12267,0962	14988,2104	16325,7631	16520,4596	16187,1263	15662,1263	13970,4596	13278,793	12578,793	11878,79295	

Tabla 20.- Resultados de la simulación para acoplar el electrolizador de agua

Workspace				
Name ▲	Value	Min	Max	Mean
alpha	1x24 double	2.3392	2.7490	2.4247
alpha_r	2.5075	2.5075	2.5075	2.5075
ans	2.5075	2.5075	2.5075	2.5075
Ce	56.5720	56.5720	56.5720	56.5720
Cum	1x24 double	-3.4333e+03	1.6520e+04	5.7080e+03
I	1x24 double	0	8.6307	1.8603
Iel	1x24 double	0	198.5332	40.9996
Io	1x24 double	4.3694e-09	1.1143e-06	1.3594e-07
Ior	6.4273e-08	6.4273e-08	6.4273e-08	6.4273e-08
Isc	1x24 double	0	9.3673	1.9403
Npv	24	24	24	24
Pc	1x24 double	200	1015	318.1250
Pel	1x24 double	0	7.1539e+03	1.4018e+03
Pel1	1x24 double	-1015	7.1539e+03	1.1999e+03
Pfc	1x24 double	0	1015	201.8750
Ppv	1x24 double	0	7.4639e+03	1.5180e+03
Ppv1	1x24 double	0	310.9945	63.2501
Qh	1x24 double	0	119.9840	24.7782
Rende	0.5931	0.5931	0.5931	0.5931
Rsr	0.0935	0.0935	0.0935	0.0935
Scel	109.5476	109.5476	109.5476	109.5476
SOC	1x24 double	-1.6917e+03	4.0259e+03	494.9497
t	1x24 double	0	23	11.5000
V	1x24 double	0	36.0336	12.0684
Vel	1x24 double	0	36.0336	12.0684

Ilustración 73.- Variables del workspace de Matlab para la simulación con electrolizador de agua (24 h)

La representación gráfica del conjunto de datos obtenidos de la simulación permite una apreciación detallada de los resultados obtenidos. Esto permite discutir el diseño desde un punto de vista tecnoeconómico y obtener conclusiones relevantes con respecto al modelado, simulación y optimización del acoplamiento híbrido del sistema de energía solar e hidrógeno.

Las Ilustraciones 74 y 75 se obtienen a partir de la ejecución de los scripts detallados en el apartado 9.1.10 del anexo. En estas ilustraciones se representan los valores obtenidos para la potencia de los módulos (PV), las cargas de potencia de la casa (C), las entradas al electrolizador (P_{EL}), el hidrógeno producido por el electrolizador o utilizado en la pila de combustible (SOC), la generación de la pila de combustible (P_{FC}), y el estado de carga acumulativo del sistema de almacenamiento a lo largo del día (WhH_2 / día) para el caso de simulación que hace uso de un electrolizador a base de agua. Además, los principales resultados se resumen en la Tabla 21(pág 164).

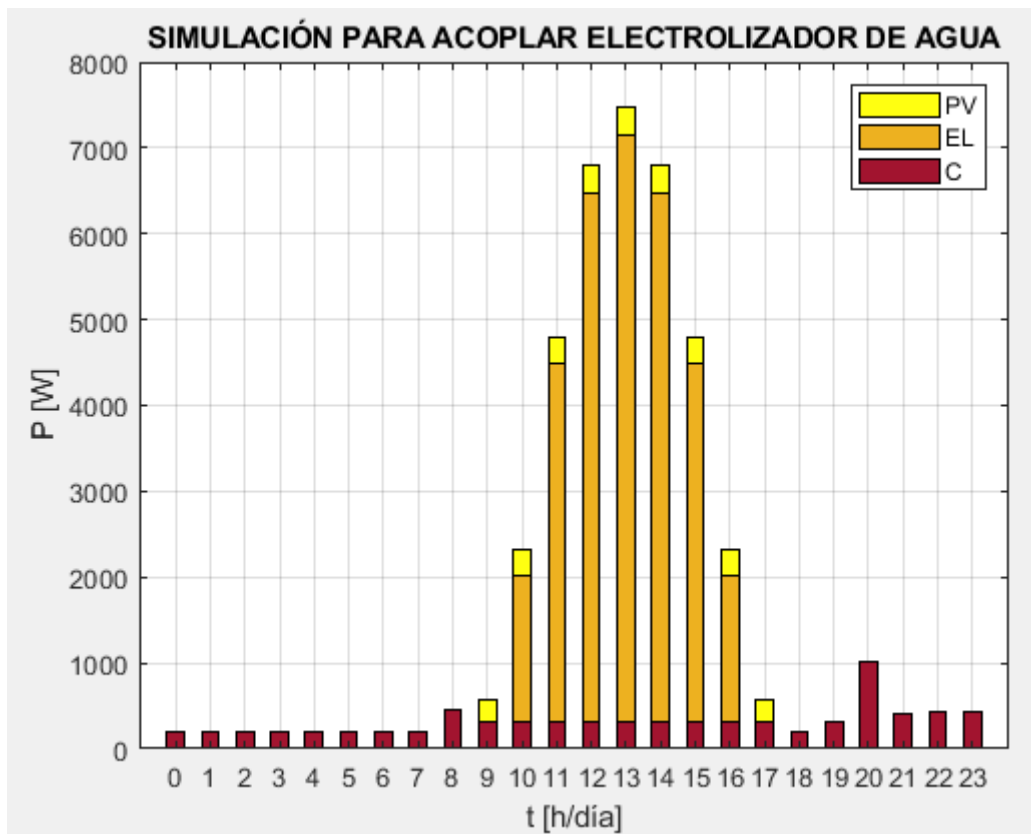


Ilustración 74.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Pv_Pel_C

Como se aprecia en la Ilustración 74 la potencia generada por la instalación fotovoltaica (PV) es mayor cuanto mayor son los datos de temperatura e irradiación incidente sobre los módulos. Este pico se alcanza para las 13:00 h donde la potencia máxima generada por la instalación fotovoltaica es de 7463,9 W, en condiciones de 20°C de temperatura y 1000 W/m² de irradiación incidente, valores máximos que alcanzan las variables en cuestión.

En aquellas horas del día donde la generación fotovoltaica supera la cantidad de potencia necesaria para suplir el consumo eléctrico de la vivienda, el exceso de potencia se destina al electrolizador para transformar dicha energía eléctrica en H₂ mediante el proceso termoquímico de electrólisis, en este caso, de agua. El hidrógeno generado se almacenará en dispositivos adaptados para tal uso, para su posterior reconversión en energía eléctrica cuando la potencia de la instalación no sea suficiente para suplir la demanda eléctrica.

La generación conjunta del campo fotovoltaico (PV) se reduce con el consumo (C) durante las horas de sol para imputar el exceso de horas de potencia destinadas al electrolizador (EL), tal y como podemos observar en la

Ilustración 74 entre las 09:00 y 17:00 h, periodo horario donde la energía generada en la instalación fotovoltaica es superior a la demanda eléctrica de la vivienda. Será en el resto de las horas del día donde se tiene el caso contrario, la instalación fotovoltaica no está produciendo energía suficiente, al ser un periodo caracterizado por irradiancia muy baja o nula, o un periodo donde la producción de potencia de la instalación en función de los valores de irradiancia y temperatura durante el amanecer y atardecer es inferior al consumo eléctrico de la vivienda.

Durante aquellas horas del día donde la demanda de electricidad sea superior a la potencia generada por la instalación fotovoltaica, esta demanda será satisfecha por la totalidad de la energía eléctrica derivada de la misma y por la energía derivada de la pila de combustible, que hará uso de la cantidad necesaria de H₂ previamente almacenado mediante el proceso de electrólisis de agua para la obtención de energía eléctrica y, de este modo, satisfacer la totalidad de la demanda.

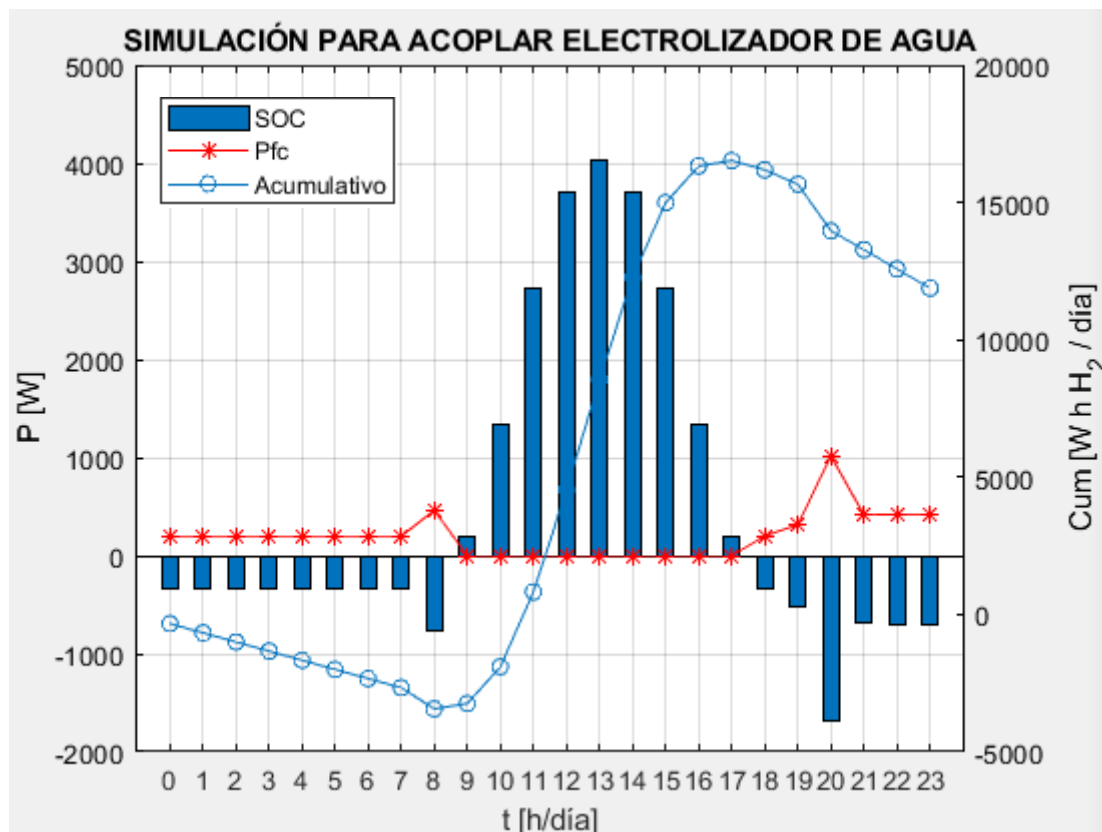


Ilustración 75.- Simulación para acoplar electrolizador de agua SOC_Ppf_Cum

En la Ilustración 75 se puede observar la tendencia que siguen las variables P_{FC} , SOC y su acumulativo. Se puede interpretar visualmente la situación en la que se encuentra el sistema durante cada una de las horas del día de estudio. Se observan dos periodos de tiempo donde la curva P_{FC} toma valores positivos, entre las 00:00-09:00 h y las 17:00-23:00 h, es decir, durante esos periodos es necesario recurrir a la energía eléctrica que obtiene la pila de combustible haciendo uso del hidrógeno almacenado para suplir la demanda eléctrica. Estos periodos están caracterizados por unos valores de irradiancia (G) y temperatura (T) reducidos, sin embargo, a medida que estos parámetros aumentan a lo largo del día, la generación de potencia de la instalación fotovoltaica va en aumento hasta ser capaz de autoabastecer la demanda de 09:00-17:00, periodo de tiempo donde la potencia de la pila de combustible (P_{fc}) es nula al no estar en funcionamiento.

El diagrama de barras SOC reflejado en la Ilustración 75 representa la cantidad de hidrógeno acumulado almacenado en WH_2 , los valores positivos y negativos de las barras vienen definidos por la capacidad de la instalación de trabajar de forma autónoma para superar el consumo o la necesidad de poner en marcha el sistema híbrido para la generación de energía eléctrica a partir de H_2 .

Durante las primeras horas del día se tiene un consumo estable de 200W/h que comienza a crecer a las 09:00, sin embargo, la irradiancia es nula hasta las 8:00 h, inclusive, y la temperatura durante las primeras horas del día es muy baja, la potencia generada por la instalación no es capaz de autoabastecer la demanda hasta las 09:00 h, requiriendo de la ayuda de la pila de combustible, por tanto, los valores de SOC son negativos hasta entonces.

A partir de las 09:00, el diagrama de barras adopta valores positivos, pues la potencia de la instalación fotovoltaica supera a la demanda eléctrica, el excedente de potencia de la instalación fotovoltaica que no se requiere para suplir las cargas se utiliza en el electrolizador para generar H_2 , que será acumulado.

En la misma Ilustración 75 se muestra también la tendencia decreciente que sigue la acumulación de hidrógeno en la instalación híbrida (círculos) cuando $P_{pv} < P_c$, es decir, durante esta franja horaria se consume hidrógeno almacenado,

y con carácter creciente cuando $P_{pv} > P_c$, durante esta franja se acumula hidrógeno mediante el proceso de electrólisis que aprovecha el excedente de la instalación fotovoltaica.

Los principales valores obtenidos para el caso de simulación haciendo uso de un electrolizador a base de agua se presentan en la Tabla 21.

Parámetro	Ecuación	(uds.)	
Generación de potencia por módulo	$P_{PV1} = \sum N_{PV} \cdot P_{PV1,t}$	(Wh/d)	1518
Factor de dimensionamiento, f			4,772
Nº de módulos fotovoltaicos	$N_{PV} = f \cdot C / P_{PV1}$		24
Generación fotovoltaica total, PPV	$P_{PV} = \sum N_{PV} \cdot P_{PV1,t}$	(Wh/d)	36432
Potencia para el electrolizador, PEL	$P_{EL} = \sum P_{PV,t} \cdot C_t $	(Wh/d)	33642
Corriente de entrada al electrolizador, IEL	$I_{EL,t} = P_{EL,t} / V_{EL,t}$	(A)	3542
Área total de electrodos	$S_{NEL} = N_{EL} \cdot S_{CEL}$	(m ²)	0,20
Densidad de corriente mínima, Jmin	$J_{min} = I_{EL,min} / S_{CEL}$	(KA/m ²)	0,088
Densidad de corriente máxima, Jmax	$J_{max} = I_{EL,max} / S_{CEL}$	(KA/m ²)	1,812
Producción de hidrógeno, Qh	$Q_H = \sum N_{EL} \cdot 3,6 \cdot \eta_{EL} \cdot I_{EL,t} / \mathcal{F}$	(g/d)	594,7
Rendimiento energético específico, Ce	$Ce = P_{EL} / Q_H$	(KWh/KgH ₂)	56,6
Energía de la pila de combustible, PFC	$P_{FC} = \sum C_t - P_{PV,t} $	(Wh/d)	4845
Energía acumulada almacenada, SOC	$SOC = \sum Q_{H,t} - P_{FC,t} / \eta_{FC} $	(WhH ₂ ,LHV)	11879

Tabla 21.- Resultados de la simulación para acoplar el electrolizador de agua

5.1.2 Electrólisis de conformado de etanol

Como objeto de estudio se persigue estudiar la viabilidad del proyecto en función del tipo de electrólisis que intervenga en el sistema.

Para evaluar el escenario de simulación durante un día (24 h) haciendo uso de un electrolizador de electrólisis de conformado de etanol (EL-2) se procede a seguir la metodología detallada en el apartado 5.1.1 variando única y exclusivamente los datos de partida característicos del electrolizador, como el voltaje termodinámico (E_0), el parámetro cinético (K), la resistencia eléctrica que presenta la resistencia eléctrica total de la celda (R) y el número de células EL conectadas en serie.

Los datos obtenidos al ejecutar el script se muestran con más detalle a continuación, derivados del workspace de Matlab, Ilustración 76. Se parte de los datos de Temperatura, Irradiancia y del cálculo previo para la caracterización del electrolizador reflejado previamente en la Tabla 19.

La entrada solar asciende a $5 \text{ kW/m}^2\cdot\text{día}$ con una generación fotovoltaica de $1,457 \text{ kWh / módulo}$; al ingresar el factor ($f = 2,290$) el número de módulos es de 12, la generación total es de $36,43 \text{ kWh}$ y el excedente de potencia es de $17,483 \text{ kWh}$;

La corriente total que entra en el electrolizador para el caso EL-1 es de $1614,05 \text{ kC / día}$ y el área del electrodo es de $1,42 \text{ m}^2$, lo que lleva a un rango de operación de $0,074$ e $0,268 \text{ kA / m}^2$; la producción de H_2 es de $602,1 \text{ g / día}$, de los cuales el $33,70\%$ es consumido por el FC para energía doméstica y el resto ($\text{SOC}=11,811\text{kWhH}_2$) se puede utilizar para otras aplicaciones.

En la Tabla 22 se muestran detalladamente los valores de los datos del Workspace del script de Matlab para la simulación diaria con frecuencia horaria, de 0 a 23 horas, haciendo uso de un electrolizador con agua. Los datos detallados en color gris se establecen como predeterminados para el cálculo del modelo de la instalación en cuestión.

WORKSPACE MATLAB - SIMULACIÓN CON ELECTRÓLISIS DE CONFORMADO DE ETANOL

CONSTANTES

Npv	(ud.)	12
Nel	(ud.)	40
Sel	(cm ²)	33,22
Rendel		90%
Rendfc		65%
alpha_r		2,5075
Ior	(A)	6,4273e-08
Rs,r		0,0935
K	(Ω ⁻¹ /cm ²)	1,2000
Eo	(V)	0,4000
R	(Ω-cm ²)	0,3000
Ce	(KWh/KgH ₂)	0,0935
Scel	(cm ²)	355,1629
Rende		1,3575
Jmin	(KA/m ²)	0,0740
Jmax	(KA/m ²)	0,2676
Snel	(m ²)	14,2065

VARIABLES

t	(h/día)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11											
Pc	(W)	200	200	200	200	200	200	200	200	460	310	310	310											
G	(W/m ²)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95	345	655											
alpha		2,3392	2,3392	2,3392	2,3392	2,3392	2,3392	2,3392	2,3392	2,3392	2,3788	2,4806	2,6076											
Io	(A)	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	8.7610e-09	4.3723e-08	2.3700e-07											
Isc	(A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,871353437	3,18290354	6,08677017											
I	(A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,871302939	3,18109779	6,0347713											
V	(V)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,5174442	26,0675321	31,5057934											
Vel	(V)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,5174442	26,0675321	31,5057934											
Ppv1	(W)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,87690943	82,9233687	190,130258											
Ppv	(W)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	214,5229132	995,080424	2281,56309											
Pel	(W)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	685,080424	1971,56309											
Iel	(A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26,2809851	62,5777954											
Qh	(g/h)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,2954992	84,0423035											
Pfc	(W)	200	200	200	200	200	200	200	200	460	95,4770868	0	0											
SOC	(WH ₂ ,lhw)	-333,3333333	-333,3333333	-333,3333333	-333,3333333	-333,3333333	-333,3333333	-333,3333333	-333,3333333	-333,3333333	-766,666667	-159,128478	1184,30518	2819,95545										
Cum	(WH ₂ ,lhw)	-	333,33	-	666,67	-	1.000,00	-	1.333,33	-	1.666,67	-	2.000,00	-	2.333,33	-	2.666,67	-	3.433,33	-	3.592,46	-	2.408,16	411,80

12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Σ
310	310	310	310	310	310	200	315	1015	415	420	420	7635,00
905	1000	905	655	345	95	0	0	0	0	0	0	5000,00
2,7103	2,7490	2,7103	2,6076	2,4806	2,3788	2,3392	2,3392	2,3392	2,3392	2,3392	2,3392	
7.5192e-07	1.1142e-06	7.5192e-07	2.3700e-07	4.3723e-08	8.7610e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	4.3694e-09	
8,45893393	9,36729024	8,45893393	6,08677017	3,18290354	0,87135344	0	0	0	0	0	0	
8,05344993	8,638559296	8,05344993	6,0347713	3,18109779	0,87130294	0	0	0	0	0	0	
35,0169125	36,00329822	35,0169125	31,5057934	26,0675321	20,5174442	0	0	0	0	0	0	
35,0169125	36,00329822	35,0169125	31,5057934	26,0675321	20,5174442	0	0	0	0	0	0	
282,006952	311,0166265	282,006952	190,130258	82,9233687	17,8769094	0	0	0	0	0	0	1456,89
3384,08342	3732,199518	3384,08342	2281,56309	995,080424	214,522913	0	0	0	0	0	0	17482,70
3074,08342	3422,199518	3074,08342	1971,56309	685,080424	0	0	0	0	0	0	0	14883,65
87,7885342	95,05238929	87,7885342	62,5777954	26,2809851	0	0	0	0	0	0	0	1614,05
117,900456	127,6558513	117,900456	84,0423035	35,2954992	0	0	0	0	0	0	0	602,13
0	0	0	0	0	95,4770868	200	315	1015	415	420	420	5035,95
3956,03191	4283,364435	3956,03191	2819,95545	1184,30518	-159,128478	-333,3333333	-525	-1691,66667	-691,66667	-700	-700	11810,69
4.367,83	8.651,20	12.607,23	15.427,18	16.611,49	16.452,36	16.119,03	15.594,03	13.902,36	13.210,69	12.510,69	11.810,69	

Tabla 22.- Resultados de la simulación para acoplar el electrolizador de conformado de etanol

Workspace				
Name ▲	Value	Min	Max	Mean
alpha	1x24 double	2.3392	2.7490	2.4247
alpha_r	2.5075	2.5075	2.5075	2.5075
ans	2.5075	2.5075	2.5075	2.5075
Ce	24.7182	24.7182	24.7182	24.7182
Cum	1x24 double	-3.5925e+03	1.6611e+04	5.6768e+03
dateFormat	'HH'			
I	1x24 double	0	8.6386	1.8717
Iel	1x24 double	0	95.0524	18.6811
Io	1x24 double	4.3694e-09	1.1143e-06	1.3594e-07
Ior	6.4273e-08	6.4273e-08	6.4273e-08	6.4273e-08
Isc	1x24 double	0	9.3673	1.9403
Npv	12	12	12	12
Pc	1x24 double	200	1015	318.1250
PeI	1x24 double	0	3.4222e+03	620.1522
PeI1	1x24 double	-1015	3.4222e+03	410.3208
Pfc	1x24 double	0	1015	209.8314
Ppv	1x24 double	0	3.7322e+03	728.4458
Ppv1	1x24 double	0	311.0166	60.7038
Qh	1x24 double	0	127.6559	25.0888
Rende	1.3575	1.3575	1.3575	1.3575
Rsr	0.0935	0.0935	0.0935	0.0935
Scel	355.1629	355.1629	355.1629	355.1629
SOC	1x24 double	-1.6917e+03	4.2834e+03	492.1122
t	1x24 double	0	23	11.5000
V	1x24 double	0	36.0033	10.9258
Vel	1x24 double	0	36.0033	10.9258

Ilustración 76.- Variables del workspace de Matlab para la simulación con electrolizador de EtOH (24 h)

La representación gráfica del conjunto de datos obtenidos de la simulación permite una apreciación detallada de los resultados obtenidos. Esto permite, tal y como se comentó con anterioridad, tomar decisiones de diseño desde el punto de vista tecnoeconómico y obtener conclusiones relevantes con respecto al modelado, simulación y optimización del acoplamiento híbrido del sistema de energía solar e hidrógeno. Al igual que la simulación mediante electrólisis de agua descrita con anterioridad, esta simulación está dimensionada para cubrir las cargas de potencia de la casa mientras produce y almacenar aprox. 11,85 kWh/d (misma cantidad de H₂ que en la simulación previa).

En las Ilustraciones 77 y 78 se representan las salidas correspondientes a la potencia de los módulos (PV), las cargas de potencia de la casa (C), las entradas al electrolizador (PEL), el hidrógeno producido por el electrolizador o utilizado en la pila de combustible (SOC), la generación de la pila de combustible (PFC), y el estado de carga acumulativo del sistema de almacenamiento a lo largo del día (WhH₂/día) para el caso de simulación detallado haciendo uso de un

electrolizador a base de conformado de etanol. El script ejecutado para la obtención de las simulaciones se adjunta en el apartado 9.1.11 del anexo de este estudio.

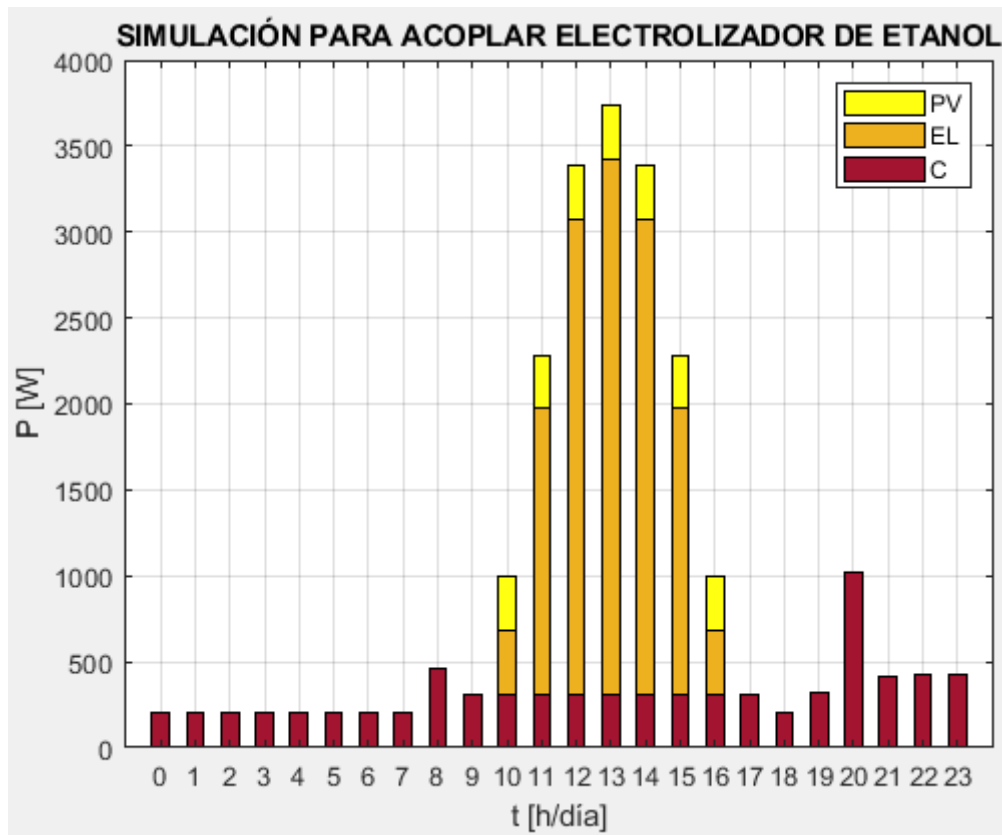


Ilustración 77.- Simulación para acoplar electrolizador de conformado de etanol Pv_Pel_C

Como se aprecia en la Ilustración 77 el pico de potencia generada por la instalación fotovoltaica se alcanza para las 13:00 h donde la potencia máxima generada por la instalación fotovoltaica es de 3732,2 W, en condiciones de 20°C de temperatura y 1000 W/m² de irradiancia incidente, valores máximos que alcanzan las variables en cuestión.

La generación conjunta del campo fotovoltaico (PV) se reduce con el consumo (C) durante las horas de sol para imputar el exceso de horas de potencia destinadas al electrolizador (EL), tal y como podemos observar en la Ilustración 77 entre las 10:00 y 16:00 h, periodo horario donde la potencia de la instalación es superior a la demanda eléctrica de la vivienda. Mientras que el resto de las horas del día, la instalación fotovoltaica no está produciendo potencia al ser un periodo caracterizado por irradiancia nula o un periodo donde la producción de potencia de la instalación es menor al consumo eléctrico de la vivienda, y consigo

requiere el uso de la parte híbrida del sistema para poder satisfacer la totalidad de la demanda eléctrica, haciendo uso de la cantidad necesaria de H_2 previamente almacenado mediante el proceso de electrólisis de conformado de etanol para la obtención de energía eléctrica.

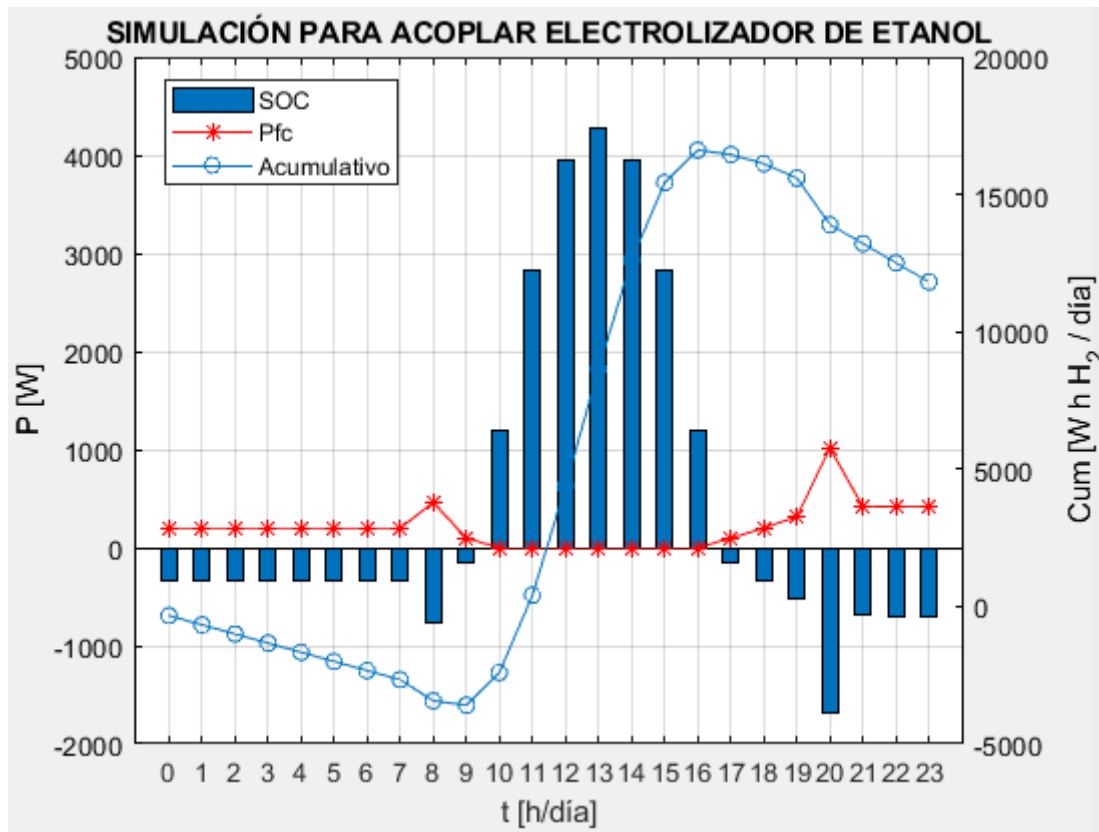


Ilustración 78.- Simulación para acoplar electrolizador de conformado de etanol SOC_Ppf_Cum

En la Ilustración 78 se puede observar la tendencia que siguen las variables P_{FC} , SOC y su acumulativo. La curva P_{FC} toma valores positivos, entre las 00:00-10:00 h y las 16:00-23:00 h, es decir, durante esos periodos es necesario recurrir a la energía eléctrica que genera la pila de combustible haciendo uso del hidrógeno almacenado.

Estos periodos están caracterizados por unos valores de irradiancia (G) y temperatura (T) reducidos, sin embargo, a medida que estos parámetros aumentan a lo largo del día, la instalación es capaz de suplir la totalidad de la demanda de 10:00-16:00, periodo de tiempo donde la potencia de la pila de combustible (P_{FC}) es nula al no estar en funcionamiento.

Al analizar la Ilustración 78, se tiene que durante las primeras horas del día se tiene un consumo estable de 200W/h que comienza a crecer a las 10:00, sin embargo, la irradiancia es nula hasta las 8:00 h, inclusive, y la temperatura durante las primeras horas del día es muy baja, la potencia generada por la instalación no es capaz de autoabastecer la demanda hasta las 10:00 h, requiriendo de la ayuda de la pila de combustible, por tanto, los valores de SOC son negativos hasta entonces, puesto que se requiere poner en marcha el sistema híbrido de la instalación para generar la energía eléctrica requerida para satisfacer la demanda a partir de H₂. Por otro lado, los valores positivos de las barras SOC, tal como se comentó, vienen definidos por la capacidad de la instalación de trabajar de forma autónoma para superar el consumo, de 10:00 – 16:00 h.

La tendencia que sigue la acumulación de hidrógeno en la instalación híbrida de la simulación en cuestión se muestra en la Ilustración 78, la gráfica decrece cuando $P_{pv} < P_c$, la pila de combustible consume hidrógeno almacenado, y crece cuando $P_{pv} > P_c$, el electrolizador produce hidrógeno mediante el proceso de electrólisis que aprovecha el excedente de energía eléctrica de la instalación fotovoltaica.

Los principales resultados obtenidos para el caso de simulación detallado, haciendo uso de un electrolizador a base de agua, se resumen en la Tabla 23.

Parámetro	Ecuación	(uds.)	
Generación de potencia por módulo	$P_{PV1} = \sum N_{PV} \cdot P_{PV1,t}$	(Wh/d)	1456,89
Factor de dimensionamiento, f			2,290
Nº de módulos fotovoltaicos	$N_{PV} = f \cdot C / P_{PV1}$		12
Generación fotovoltaica total, PPV	$P_{PV} = \sum N_{PV} \cdot P_{PV1,t}$	(Wh/d)	17483
Potencia para el electrolizador, PEL	$P_{EL} = \sum P_{PV,t} \cdot C_t $	(Wh/d)	14884
Corriente de entrada al electrolizador, IEL	$I_{EL,t} = P_{EL,t} / V_{EL,t}$	(A)	1614
Área total de electrodos	$S_{NEL} = N_{EL} \cdot S_{CEL}$	(m ²)	1,42
Densidad de corriente mínima, Jmin	$J_{min} = I_{EL,min} / S_{CEL}$	(KA/m ²)	0,074
Densidad de corriente máxima, Jmax	$J_{max} = I_{EL,max} / S_{CEL}$	(KA/m ²)	0,268
Producción de hidrógeno, Qh	$Q_H = \sum N_{EL} \cdot 3,6 \cdot \eta_{EL} \cdot I_{EL,t} / \mathcal{F}$	(g/d)	602,1
Rendimiento energético específico, Ce	$C_e = P_{EL} / Q_H$	(KWh/KgH ₂)	24,7
Energía de la pila de combustible, PFC	$P_{FC} = \sum C_t - P_{PV,t} $	(Wh/d)	5035,95
Energía acumulada almacenada, SOC	$SOC = \sum Q_{H,t} - P_{FC,t} / \eta_{FC} $	(WhH ₂ ,LHV)	11811

Tabla 23.- Resultados de la simulación para acoplar el electrolizador de conformado de etanol

5.2 Resultados. Análisis anual

Para estudiar y analizar en detalle el comportamiento de ambos sistemas para un periodo de tiempo anual, se ha recopilado información de una estación meteorológica ubicada en Sevilla y a su vez se han consultado los consumos de electricidad a factura de luz de una vivienda unifamiliar desglosada por horas para la totalidad del año desde 11-2017 hasta 11-2018, son los datos que se han podido obtener para el estudio.

La forma de proceder en el desarrollo del modelado del sistema sigue los mismos pasos que la detallada en el apartado 5.1 tanto para las simulaciones con electrólisis agua como de conformado de etanol, con la diferencia de que en esta etapa los vectores de irradiancia (G), temperatura (T) y consumo (P_c) se añaden en Matlab a través de lectura de una hoja de cálculo que recoge dichos datos tratados con frecuencia horaria.

Se debe recalcar que los datos de irradiancia utilizados para la simulación son datos de radiación directa DNI corregida (W/m^2).

Se han graficado los datos para diversos días del año pasando por las diversas estaciones, así como para estudiar el comportamiento en un par de meses con condiciones climáticas adversas. De esta forma se puede analizar si el comportamiento del sistema se adecua a los datos reales adjuntos en el modelo. Entre los apartados 9.1.12 y 9.1.13 del anexo se encuentran los scripts detallados para el modelado de ambos sistemas con vistas a 1 año.

5.2.1 Electrólisis de agua

En la Ilustración 79 se representa la salida correspondiente a la potencia de los módulos (P_V), las cargas de potencia de la casa (C), las entradas al electrolizador (P_{EL}) para la totalidad del año en cuestión.

Como se puede observar en la Ilustración 79, durante los meses de invierno la cantidad de energía eléctrica que produce la instalación fotovoltaica es menor al ser periodos caracterizados por bajas temperaturas y condiciones climáticas adversas, como consecuencia la cantidad de energía eléctrica destinada al electrolizador para la producción de H_2 es menor puesto que es necesaria para

suplir la demanda eléctrica, que además, durante el invierno toma valores elevados, debido las condiciones climáticas adversas.

A medida que vamos avanzando hacia verano, la instalación fotovoltaica es capaz de generar mayor cantidad de energía y por ende reservar parte de esta energía no consumida en suplir la demanda en la generación de H₂.

La naturaleza del clima es variable, por ende, la energía generada será fluctuante en función del clima, explicándose así la forma escalonada que caracteriza a los diagramas adjuntos a continuación.

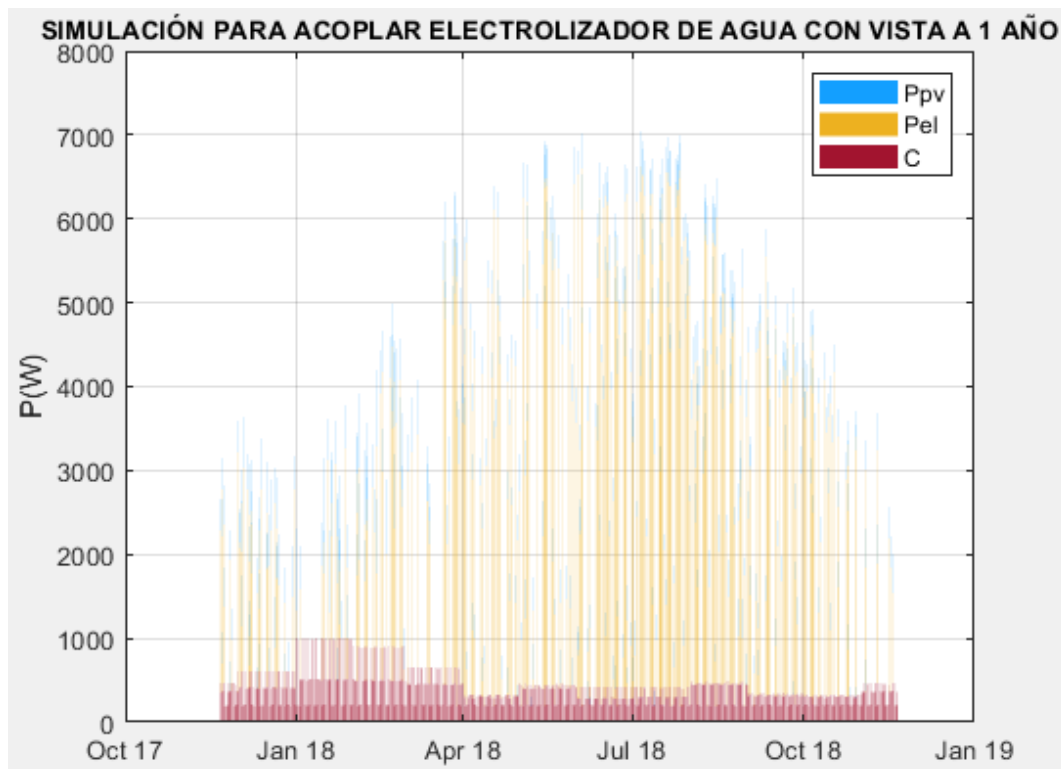


Ilustración 79.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppv-Pel-C con vista a 1 año

Para entrar aún más en detalle del modelado, se han analizado varios meses y días pertenecientes a las diferentes estaciones, los scripts correspondientes a las Ilustraciones del acoplamiento del electrolizador de agua Pv_Pel_C para las diferentes fechas seleccionadas se detallan en el anexo 9.1.12.1 y las variables SOC_Ppf_Cum para el acoplamiento en el anexo 9.1.12.2.

En las Ilustraciones 80 y 81 aparecen los meses de enero y julio respectivamente. Si se comparan los valores que alcanzan las variables en cada uno de los meses se puede visualizar la influencia del clima en ambos meses,

puesto que se compara un mes de invierno, caracterizado por bajas temperaturas y condiciones climáticas desfavorables, con un mes de verano soleado y con altas temperaturas.

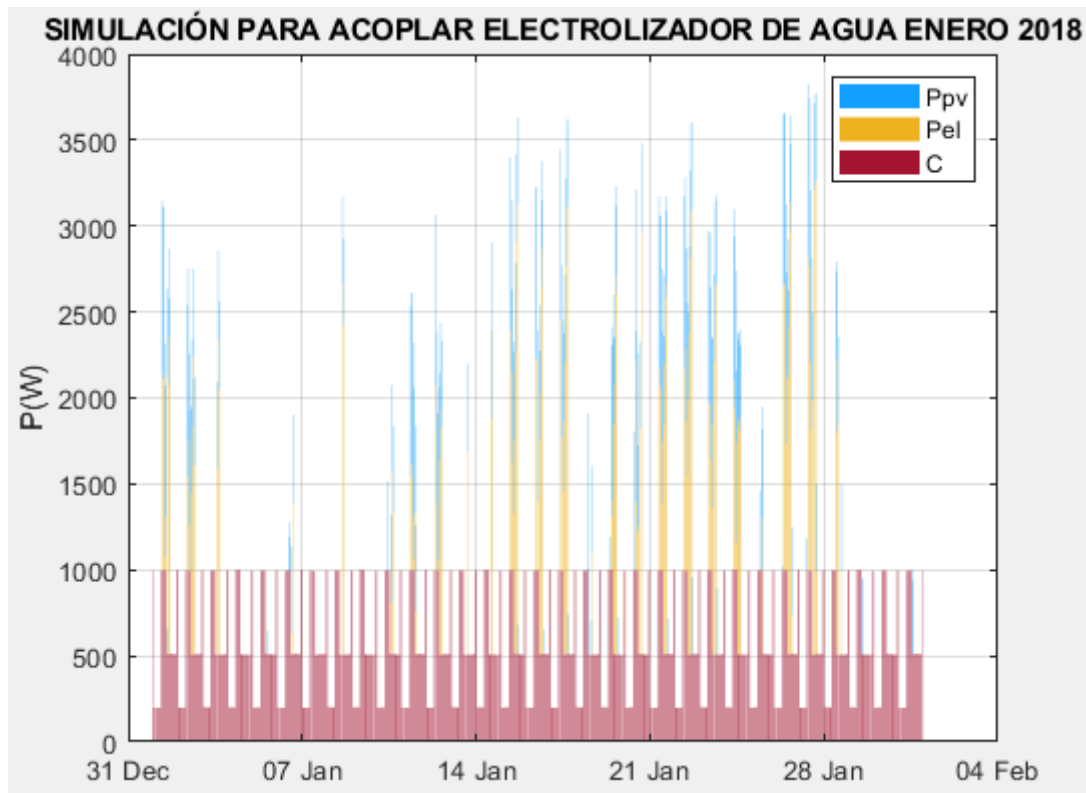


Ilustración 80.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppv-Pel-C Enero 2018

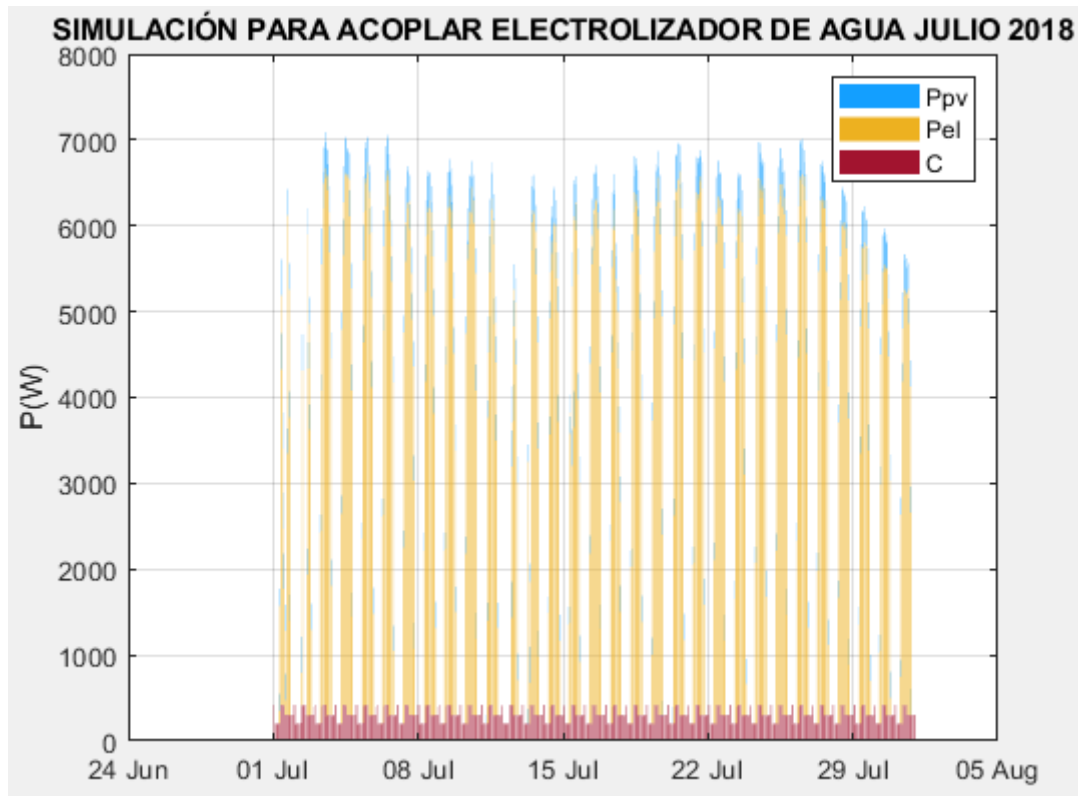


Ilustración 81.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppv-Pel-C Julio 2018

Para seguir profundizando en el estudio, se añaden las Ilustraciones 82, 83, 84 y 85 que muestran los días 21/01/2018, 21/04/2018, 21/07/2018 y 21/10/2018 respectivamente, correspondientes cada uno de ellos con las cuatro estaciones del año.

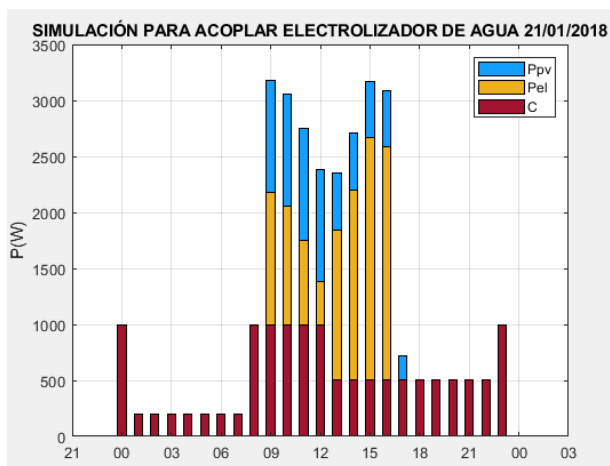


Ilustración 82.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppv-Pel-C 21/01/2018

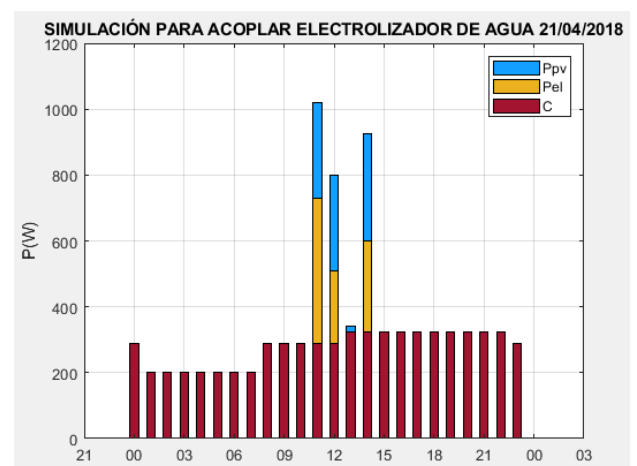


Ilustración 83.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppv-Pel-C 21/04/2018

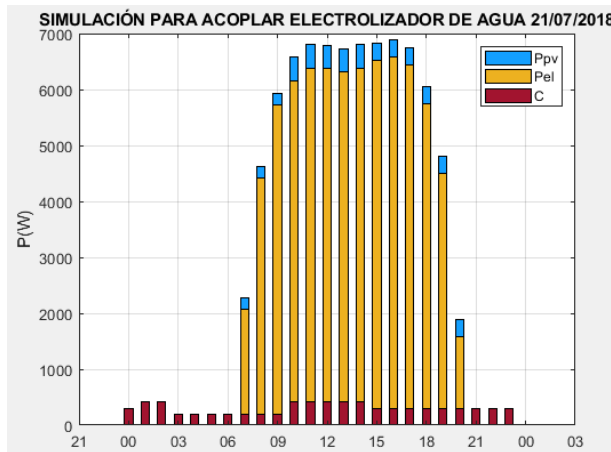


Ilustración 84.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppv-Pel-C 21/07/2018

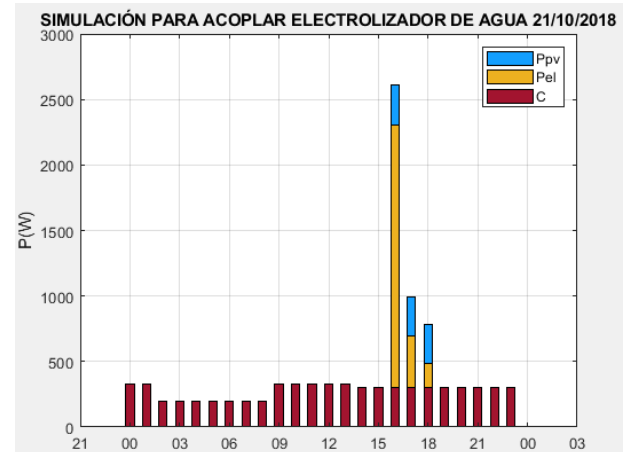


Ilustración 85.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppv-Pel-C 21/10/2018

La representación de datos se inicia en el último mes de otoño, registrando cada vez temperaturas menores, características del invierno, que derivan a un mayor consumo en la vivienda, a medida que avanzamos hacia invierno las variables de irradiancia y temperatura descienden, provocando que la instalación fotovoltaica genere menor potencia durante las horas del día y precisando recurrir en mayor proporción al sistema híbrido de la instalación.

Una vez superada la estación de invierno las temperaturas van aumentando progresivamente de forma intermitente, debido al clima puntual de la zona, pasando la estación primaveral y alcanzando el verano. Este crecimiento de la temperatura e irradiancia a media que pasamos progresivamente de invierno a verano va a provocar un mayor aprovechamiento de la instalación fotovoltaica para suplir la demanda eléctrica de la vivienda que va a generar mayor energía eléctrica para el consumo eléctrico.

Al evaluar las ilustraciones de forma detallada, se puede confirmar que el clima para el día 21/01/2021, Ilustración 82, muestra los datos característicos de un día despejado del mes de enero, donde se obtiene suficiente irradiancia solar para generar energía eléctrica suficiente para suplir las cargas de forma autónoma durante las horas de sol.

Se puede contemplar al observar la Ilustración 83, que el clima el día 21/04/2021 no era favorable, al tratarse del mes de abril es muy probable que existieran chubascos, disminuyendo la irradiancia sobre los módulos

fotovoltaicos, y, por ende, apareciendo la necesidad de suplir la demanda con la pila de combustible.

También se observa que el día 21/07/2021, Ilustración 84, fue un día típico de verano con altas temperaturas y elevada incidencia solar, generándose por tanto una elevada cantidad de energía eléctrica a lo largo del día, duplicando esta cifra con respecto al resto de las simulaciones diarias.

Sin embargo, la Ilustración 85 representativa del día 21/10/2017 muestra condiciones climáticas adversas, siendo necesario la obtención de energía a partir del H₂ almacenado.

En la Ilustración 86 se representa el hidrógeno producido por el electrolizador o utilizado en la pila de combustible (SOC), la generación de la pila de combustible (P_{FC}), y el estado de carga acumulativo del sistema de almacenamiento a lo largo del día (WhH₂/día) para el caso de simulación detallado durante la totalidad del año haciendo uso de un electrolizador de agua.

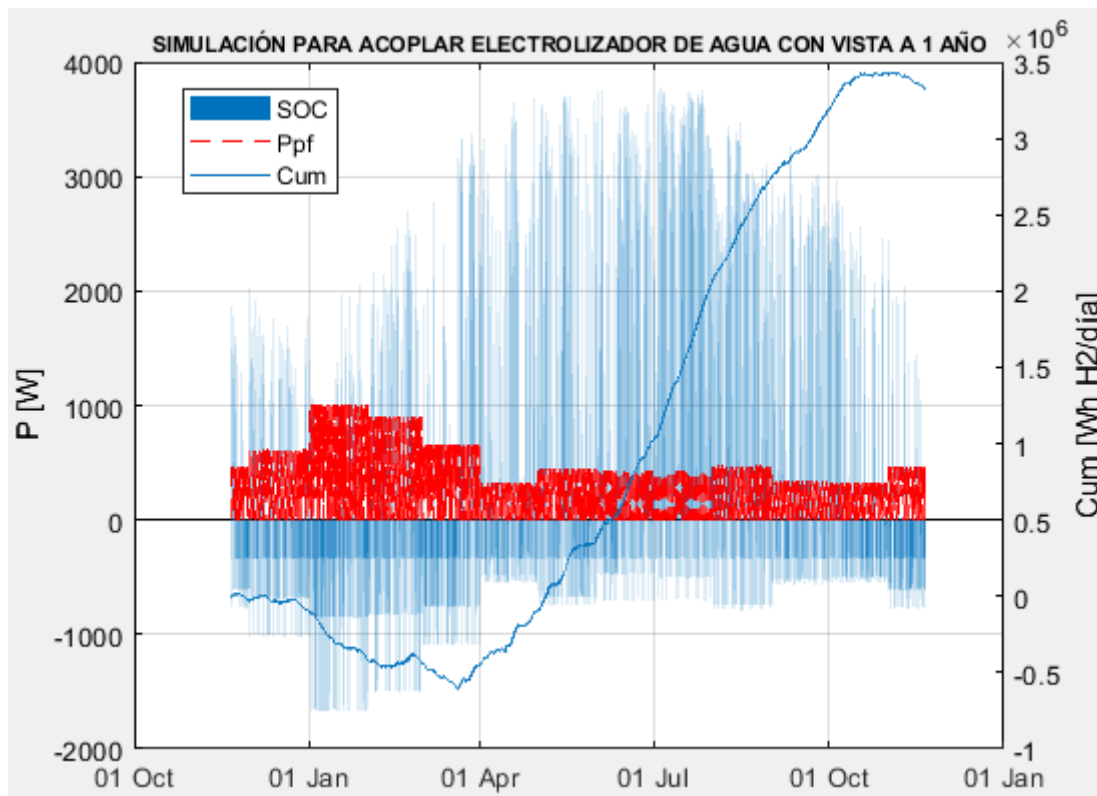


Ilustración 86.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum con vista a 1 año

Como se puede observar en la Ilustración 86, durante los meses de invierno la cantidad de energía eléctrica requerida a partir de la conversión de hidrógeno almacenado en la pila de combustible, P_{FC} , es mayor que durante los meses de verano, debido a que la producción de energía eléctrica mediante la instalación fotovoltaica está directamente condicionada por G y T , y el invierno es un periodo caracterizado por bajas temperaturas y condiciones climáticas adversas.

Sin embargo, la variable SOC tiene la tendencia contraria, al conseguir mayores cantidades de energía eléctrica mediante la instalación fotovoltaica, la energía excedente tras suplir la demanda horaria se destinará para producir H_2 mediante un proceso electroquímico en el electrolizador, de forma que este hidrógeno se pueda reconvertir en energía eléctrica mediante una pila de combustible para satisfacer la demanda eléctrica cuando la potencia generada por la instalación fotovoltaica sea insuficiente. Por ello, al alcanzarse en verano mayores valores de G y T , por ende, mayor potencia fotovoltaica, y una mayor cantidad de energía irá destinada a la producción de H_2 por el electrolizador.

A medida que vamos avanzando hacia verano, la instalación fotovoltaica es capaz de generar mayor cantidad de energía, al aumentar progresivamente los valores de G y T , y, por ende, tiene un menor requerimiento de la generación de energía eléctrica a partir de la pila de combustible.

La tendencia que sigue la curva de cantidad de hidrógeno acumulado, Cum , viene definida por la acumulación de H_2 al existir excedente de energía, tomando un carácter creciente en el tiempo, y por el consumo de hidrógeno para generar energía eléctrica para suplir las cargas, tomando carácter decreciente en el tiempo. En la Ilustración 86 esta variable decrece durante los meses de otoño-invierno, a excepción de horas puntuales en los días, y crece durante los meses de primavera-verano puesto que el aumento de las temperaturas y el buen clima hacen que la necesidad de auxiliarse por el sistema híbrido para suplir las cargas sea mucho menor, se genera más hidrógeno del que se consume.

La naturaleza del clima es variable, por tanto, la energía generada será fluctuante en función del clima, explicándose así la forma escalonada que caracteriza a los diagramas.

Para entrar aún más en detalle del modelado en las Ilustraciones 87 y 88 aparecen los meses de enero y julio respectivamente.

Si se comparan los valores que alcanzan las variables en cada uno de los meses se puede visualizar la influencia del clima en ambos meses, puesto que se compara un mes de invierno, caracterizado por bajas temperaturas y condiciones climáticas desfavorables, con un mes de verano soleado y con altas temperaturas. Durante el mes de enero el valor que alcanza la variable P_{FC} (potencia de la pila de combustible) es bastante más elevada que durante el mes de Julio, puesto que en los meses de otoño-invierno el sistema va a requerir auxiliarse del sistema híbrido de la instalación en mayor medida para satisfacer la demanda eléctrica que en los meses de primavera-verano. Es por ello que, el hidrógeno acumulado almacenado (SOC) y por ende el valor acumulado de hidrógeno será bastante menor en enero, puesto que el hidrógeno que se produzca por el electrolizador va a ser consumido en gran parte por la pila de combustible, que tendrá una tasa de horas de funcionamiento mucho más elevadas en comparación con el mes de Julio. Explicando de este modo, la tendencia decreciente que sigue el hidrógeno acumulado durante el mes de enero y la tendencia creciente durante Julio.

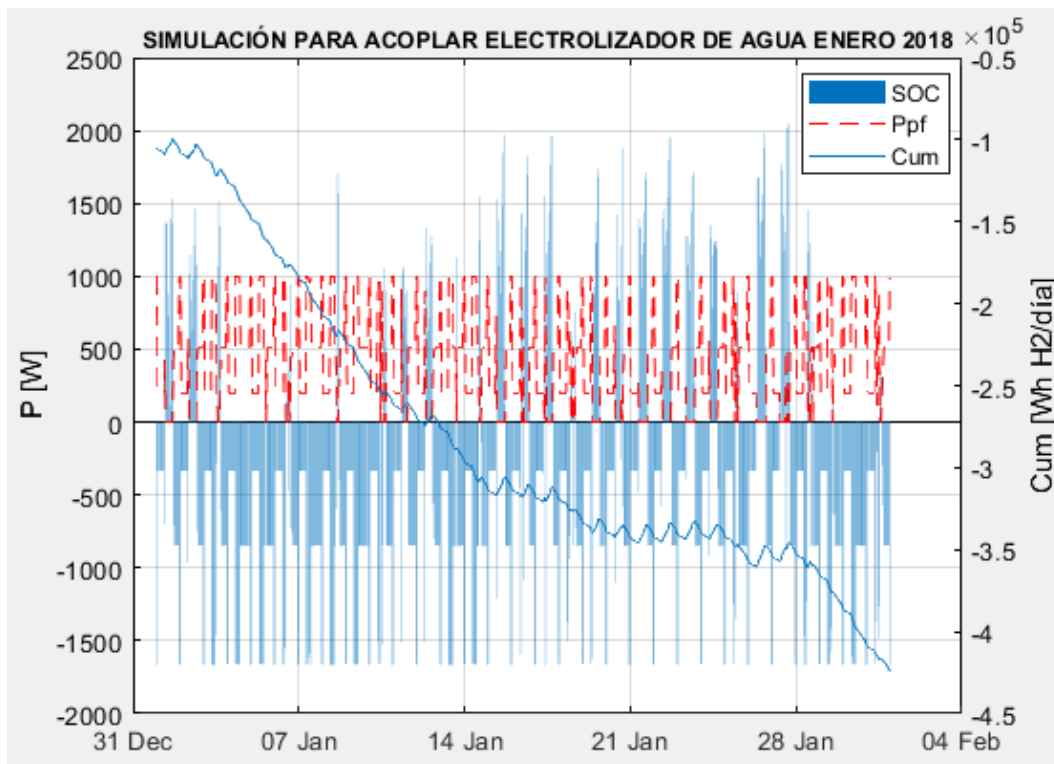


Ilustración 87.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum Enero 2018

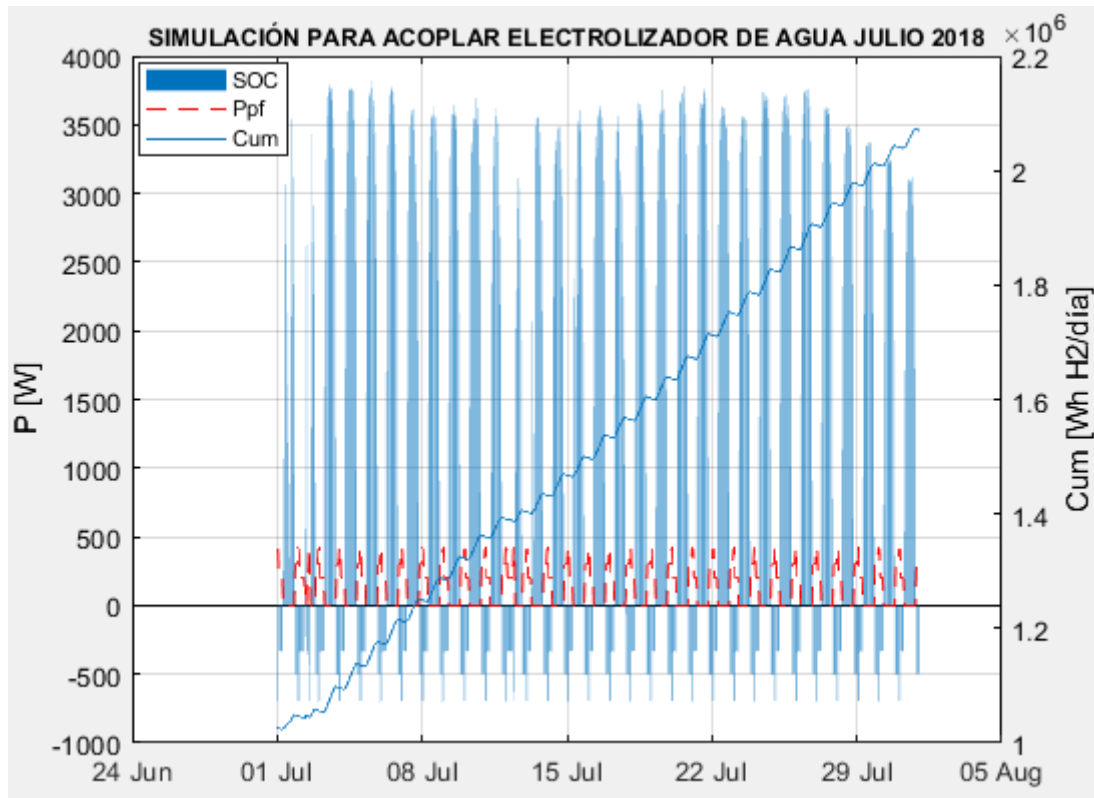


Ilustración 88.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum Julio 2018

Para seguir profundizando en el estudio, se añaden las Ilustraciones 89, 90, 91 y 92 que muestran los días 21/01/2018, 21/04/2018, 21/07/2018 y 21/10/2018 respectivamente, correspondientes cada uno de ellos con las cuatro estaciones del año, comprobando que las gráficas siguen un comportamiento lógico según la estimación teórica realizada.

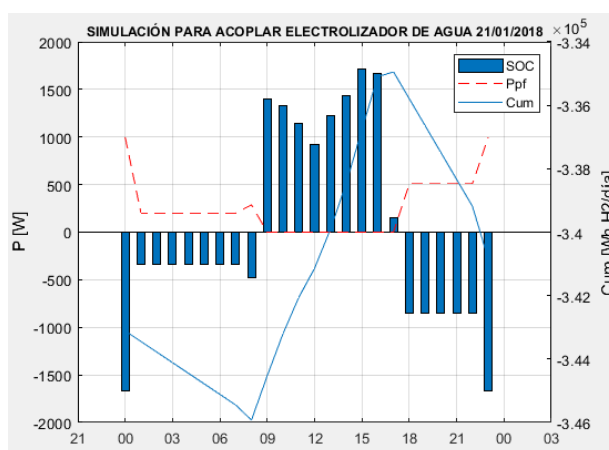


Ilustración 90.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum 21/01/2018

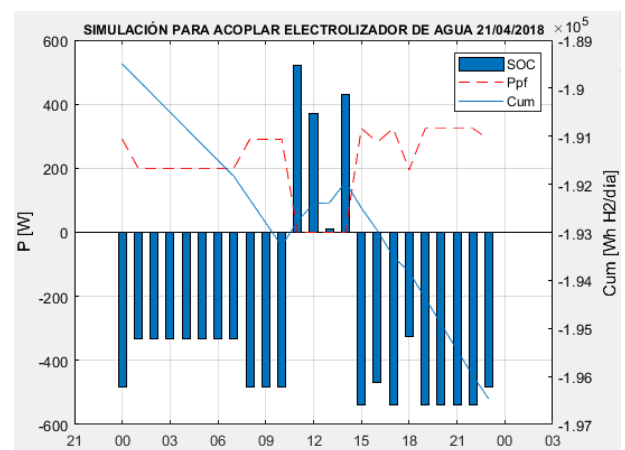


Ilustración 89.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum 21/04/2018

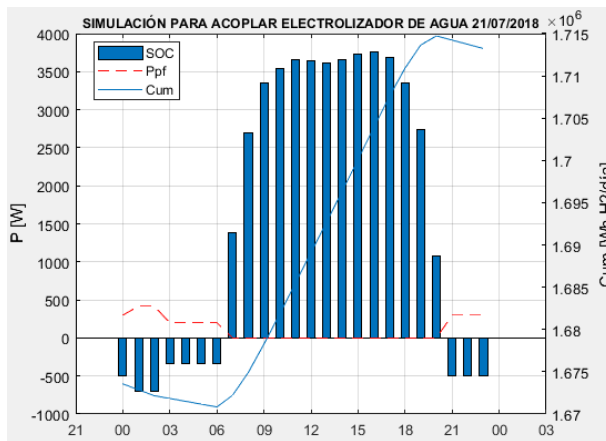


Ilustración 92.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum 21/07/2018

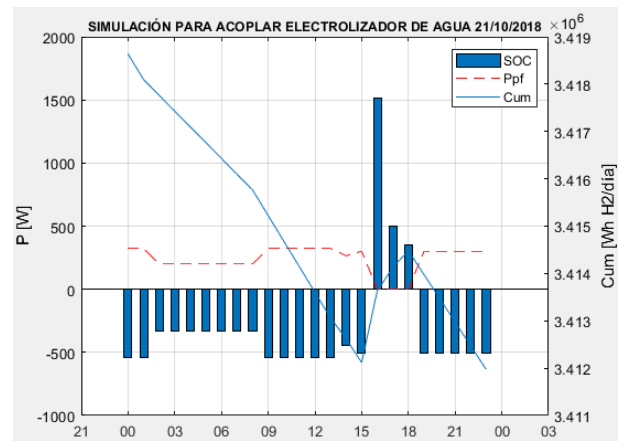


Ilustración 91.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum 21/10/2018

La representación de datos se inicia en el último mes de otoño, registrando cada vez temperaturas menores características del invierno que derivan a un mayor consumo en la vivienda, a medida que avanzamos hacia invierno las variables de irradiancia y temperatura descienden, provocando que la instalación fotovoltaica genere menor potencia durante las horas del día y precisando recurrir en mayor proporción al sistema híbrido de la instalación, por ello la potencia requerida de la pila de combustible, P_{FC} , alcanza valores mayores en los meses de otoño-invierno y en aquellos días del año donde las condiciones climáticas son adversas como es el caso de la representación del día 21/04/202, es muy probable que existieran chubascos, disminuyendo la incidencia de la irradiancia sobre los módulos fotovoltaicos, y por ende, la necesidad de suplir la demanda auxiliados por la pila de combustible.

La disponibilidad del hidrógeno, SOC, depende directamente de la producción de hidrógeno por el electrolizador, al que se añade un rendimiento de 0,90 para contabilizar las pérdidas farádicas, y de la potencia de la pila de combustible, dispositivo caracterizado por un 60% de eficiencia.

Al evaluar las ilustraciones de forma detallada, se puede confirmar que el clima para el día 21/01/2021, Ilustración 89, muestra los datos característicos de un día despejado del mes de Enero, donde se obtiene suficiente irradiancia solar para generar energía eléctrica suficiente para suplir las cargas de forma autónoma durante las horas de sol, por ello el valor de SOC es positivo durante dichas horas y la cantidad de hidrógeno acumulado asciende, sin embargo, será

en aquellas horas de irradiancia nula donde se consumirá el hidrógeno para conseguir energía eléctrica en la pila de combustible, de ahí el carácter decreciente en dichos intervalos de tiempo.

Se puede contemplar al observar la Ilustración 90, que el clima el día 21/04/2021 no era favorable, al tratarse del mes de abril es probable que aparecieran chubascos que interrumpieran la incidencia solar sobre los módulos fotovoltaicos generando un mayor requerimiento de la pila de combustible y por tanto un aumento en los valores de P_{FC} para satisfacer las cargas. El hidrógeno acumulado toma valores negativos durante los periodos que la pila está consumiendo dicho combustible y positivos durante las horas donde la generación eléctrica de la instalación fotovoltaica es autosuficiente para suplir esta demanda. La tendencia del acumulativo de hidrógeno es creciente cuando no está en funcionamiento la pila de combustible y en caso contrario cuando está activa, puesto que consume el hidrógeno almacenado disminuyendo los niveles disponibles del mismo.

También se deduce que el día 21/07/2021, Ilustración 91, fue un día típico de verano con altas temperaturas y elevada incidencia solar, generándose por tanto una elevada cantidad de energía eléctrica a lo largo del día, duplicando con creces la cantidad de hidrógeno capaz de producir y almacenar con respecto al resto de las simulaciones diarias. Durante la mayor parte de horas del día la curva de hidrógeno acumulado es creciente, el requerimiento de la pila de combustible se limita a las horas de irradiancia nula.

Sin embargo, la Ilustración 92 representativa del día 21/10/2017 muestra condiciones climáticas adversas, siendo necesario la obtención de energía a partir del H_2 almacenado, la curva representativa del hidrógeno acumulativo es prácticamente decreciente durante las horas del día puesto que existe poca autonomía por parte de la instalación fotovoltaica para satisfacer la demanda trabajando de forma autónoma, sin auxiliarse del sistema híbrido.

5.2.2 Electrólisis de conformado de etanol

En la Ilustración 93 se representa la salida correspondiente a la potencia de los módulos (P_V), las cargas de potencia de la casa (C), las entradas al electrolizador (P_{EL}) para la totalidad del año en cuestión para la simulación de conformado de etanol.

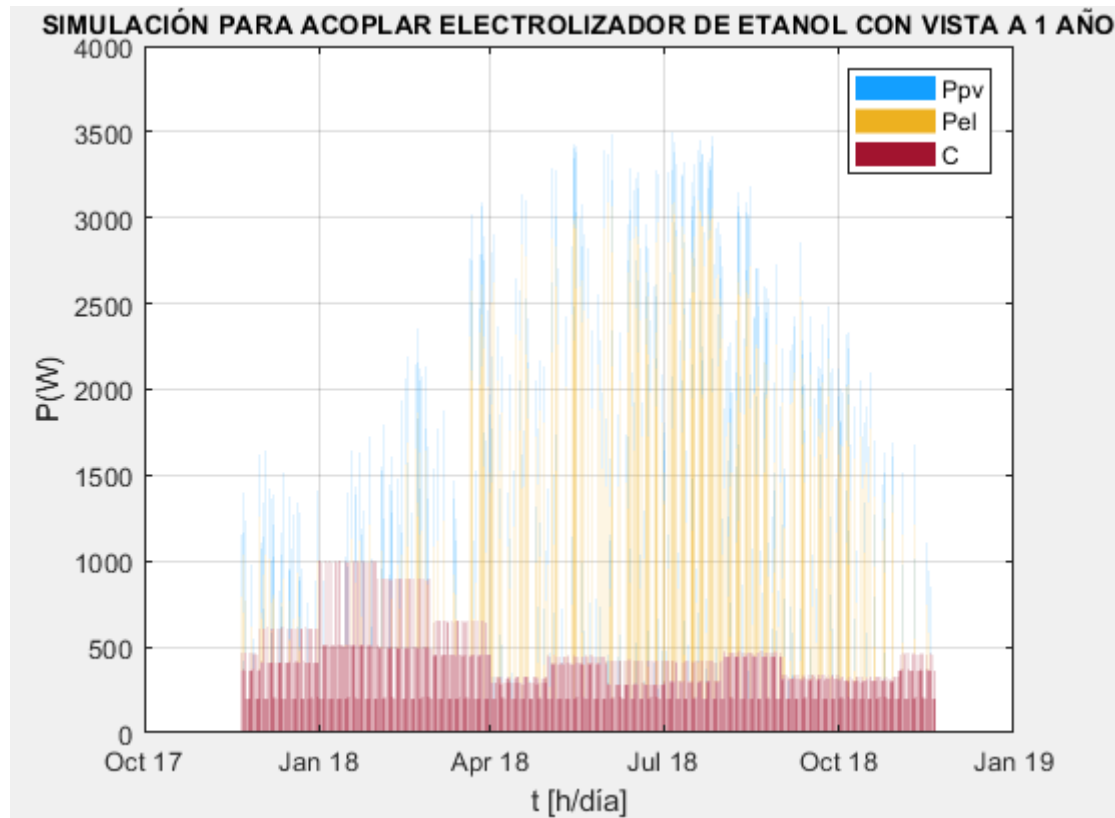


Ilustración 93.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppv-Pel-C con vista a 1 año

Para entrar aún más en detalle del modelado, se han analizado varios meses y días pertenecientes a las diferentes estaciones, los scripts correspondientes a las Ilustraciones del acoplamiento del electrolizador de conformado de etanol P_v-P_{el}-C para las diferentes fechas seleccionadas se detallan en el anexo 9.1.13.1 y las variables SOC_P_{pv}_Cum en el anexo 9.1.13.2

Para entrar aún más en detalle del modelado en las Ilustraciones 94 y 95 aparecen los meses de enero y julio respectivamente. Si se comparan los valores que alcanzan las variables en cada uno de los meses se puede visualizar la influencia del clima en ambos meses, puesto que se compara un mes de invierno, caracterizado por bajas temperaturas y condiciones climáticas desfavorables, con un mes de verano soleado y con altas temperaturas.

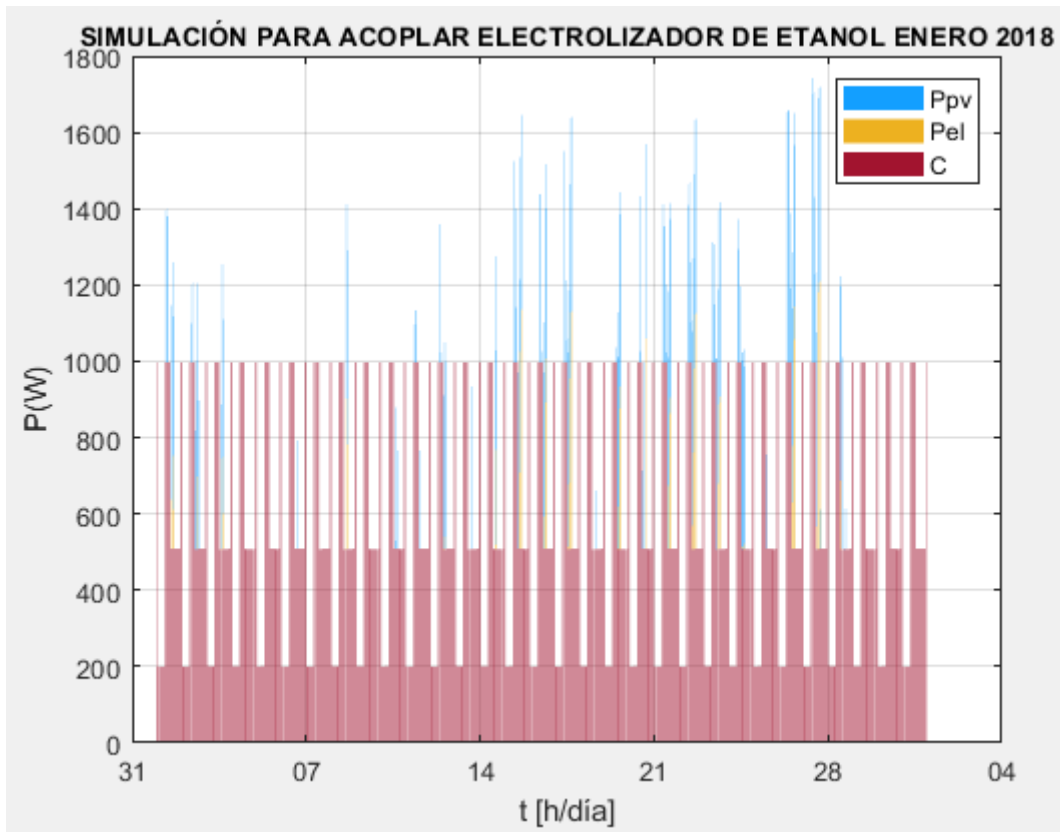


Ilustración 94.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppv-Pel-C Enero 2018

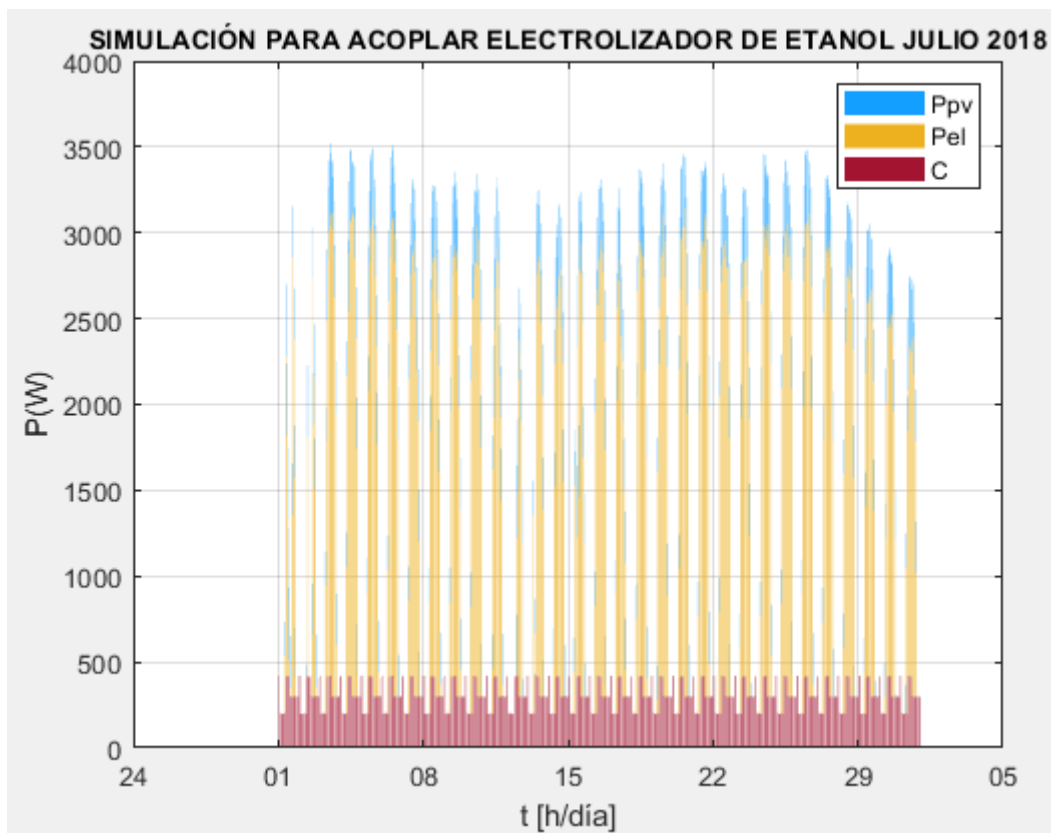


Ilustración 95.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppv-Pel-C Julio 2018

Para seguir profundizando en el estudio, se añaden las Ilustraciones 96, 97, 98 y 99 que muestran los días 21/01/2018, 21/04/2018, 21/07/2018 y 21/10/2018 respectivamente, correspondientes cada uno de ellos con las cuatro estaciones del año.

La representación de datos se inicia en el último mes de otoño, las variables de irradiancia y temperatura descienden a medida que se adentra el invierno, provocando que la instalación fotovoltaica genere menor potencia durante las horas del día y precisando recurrir en mayor proporción al sistema híbrido de la instalación. Tras superar la estación de invierno, la temperatura e irradiancia irán registrando datos más elevados pasando por la hasta alcanzar el verano, el clima más caluroso y el aumento de horas de sol diarias van a provocar un mayor aprovechamiento de la instalación fotovoltaica para suplir la demanda de la vivienda que va a generar mayor energía eléctrica para el consumo eléctrico.

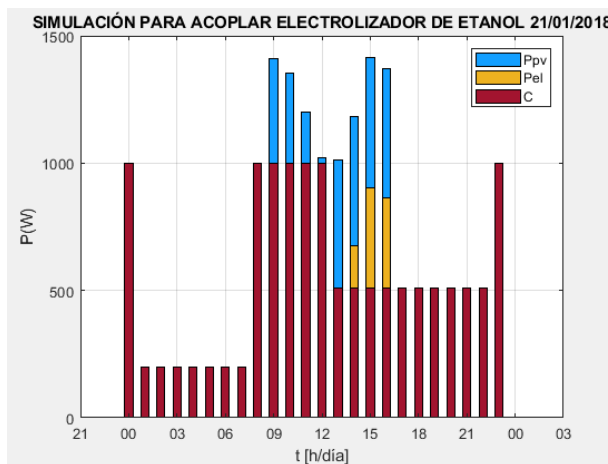


Ilustración 96.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppv-Pel-C 21/01/2018

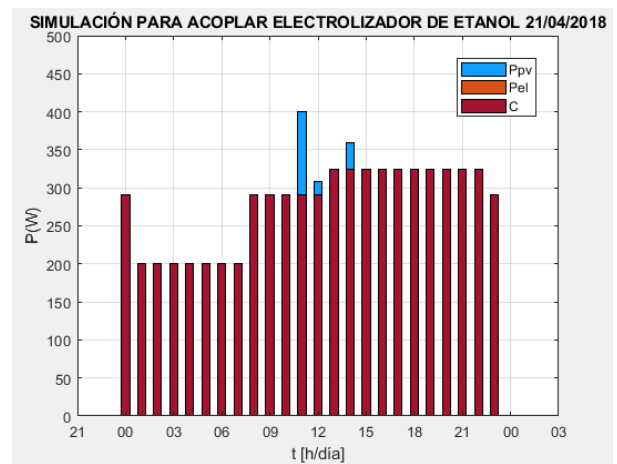


Ilustración 97.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppv-Pel-C 21/04/2018

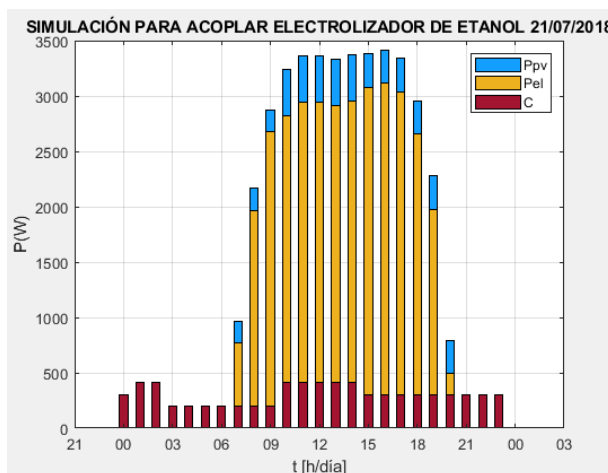


Ilustración 98.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppv-Pel-C 21/07/2018

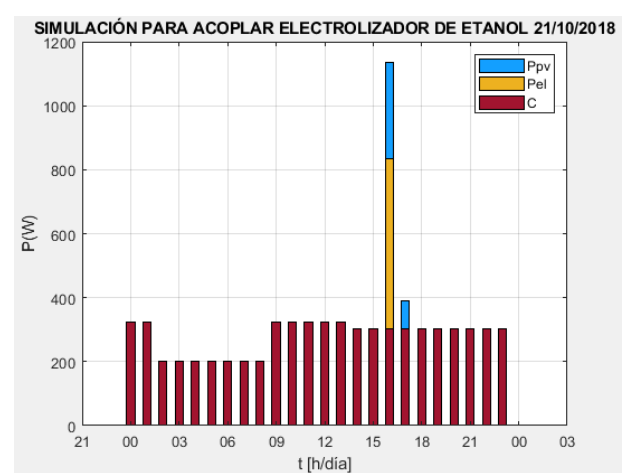


Ilustración 99.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppv-Pel-C 21/10/2018

En la Ilustración 100 se representa el hidrógeno producido por el electrolizador o utilizado en la pila de combustible (SOC), la generación de la pila de combustible (P_{FC}), y el estado de carga acumulativo del sistema de almacenamiento a lo largo del día ($\text{WhH}_2/\text{día}$) para el caso de simulación detallado durante la totalidad del año haciendo uso de un electrolizador de conformado de etanol.

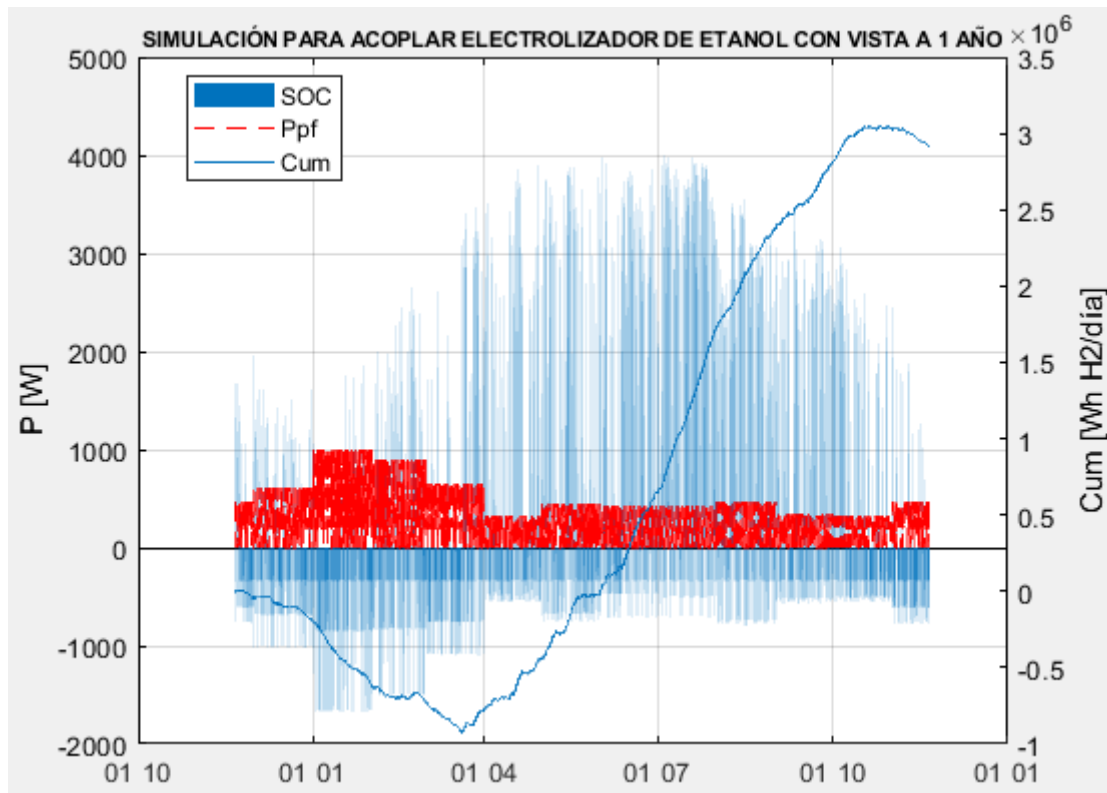


Ilustración 100.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol P_{pf} -SOC-Cum con vista a 1 año

Para entrar aún más en detalle del modelado en las Ilustraciones 101 y 102 aparecen los meses de enero y Julio respectivamente.

Durante el mes de enero el valor que alcanza la variable P_{FC} (potencia de la pila de combustible) es bastante más elevada que durante el mes de Julio, puesto que en los meses de invierno el sistema va a requerir auxiliarse del sistema híbrido de la instalación en mayor medida para satisfacer la demanda eléctrica que en los meses de verano debido al peor clima y bajas temperaturas.

Es por ello que el hidrógeno acumulado almacenado (SOC) y por ende el valor acumulado de hidrógeno será bastante menor, puesto que el hidrógeno que se produzca por el electrolizador va a ser consumido en gran parte por la pila de combustible, que tendrá una tasa de horas de funcionamiento mucho más elevadas en enero en comparación con el mes de Julio. Explicando de este modo, la tendencia decreciente que sigue el hidrógeno acumulado durante el mes de enero y la tendencia creciente durante Julio.

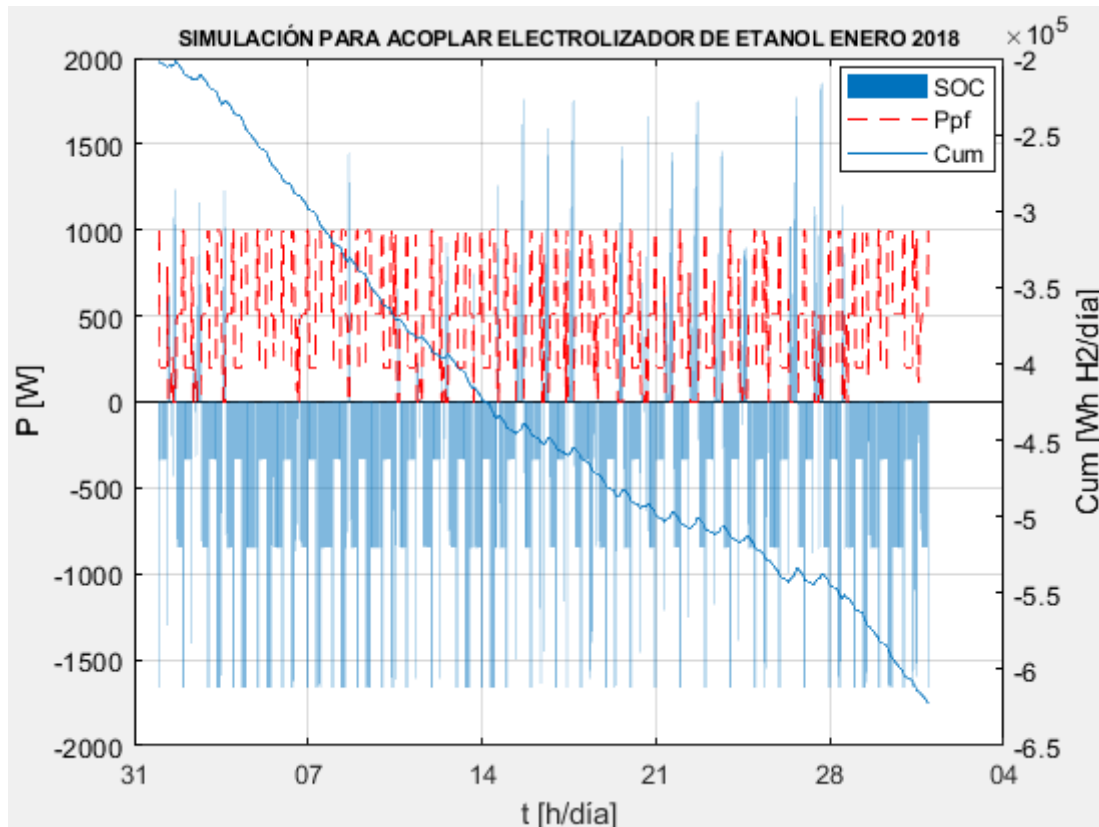


Ilustración 101.- Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum Enero 2018

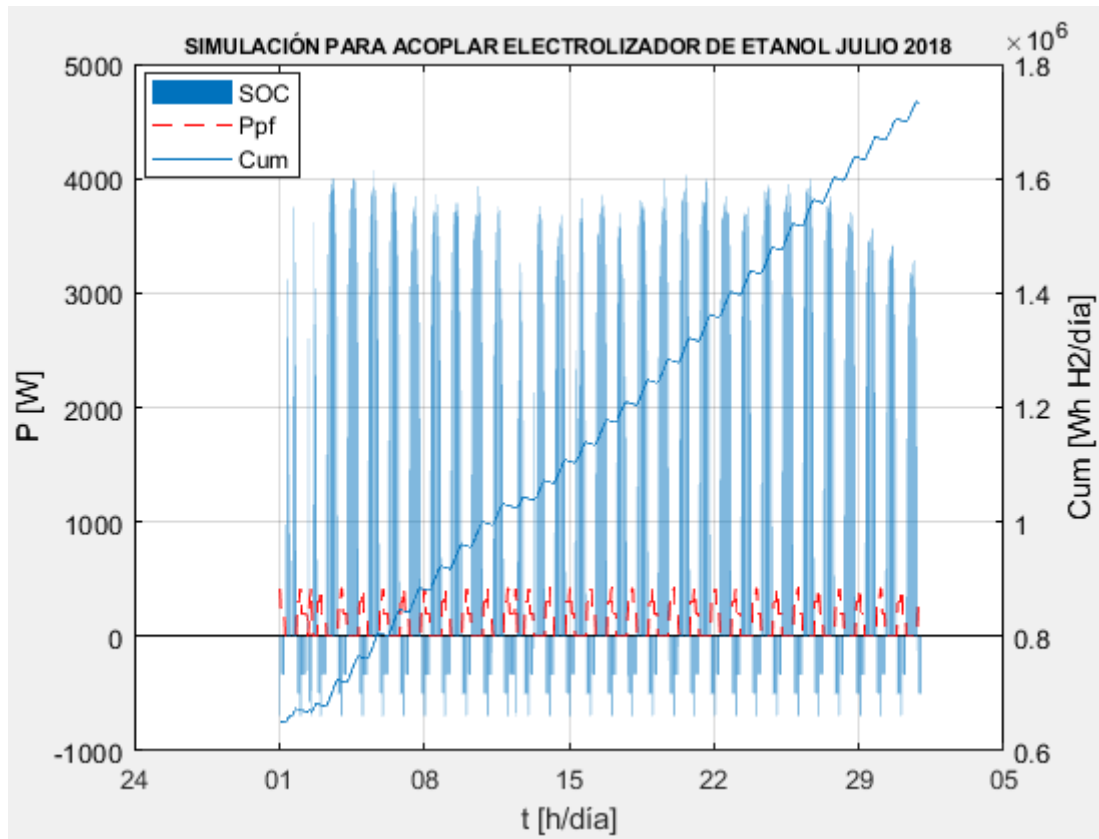


Ilustración 102.- : Simulación para acoplar electrolizador de agua Ppf-SOC-Cum Julio 2018

Para seguir profundizando en el estudio, se añaden las Ilustraciones 103, 104, 105 y 106 que muestran los días 21/01/2018, 21/04/2018, 21/07/2018 y 21/10/2018 respectivamente, correspondientes cada uno de ellos con las cuatro estaciones del año, comprobando que las gráficas siguen un comportamiento lógico según la estimación teórica realizada.

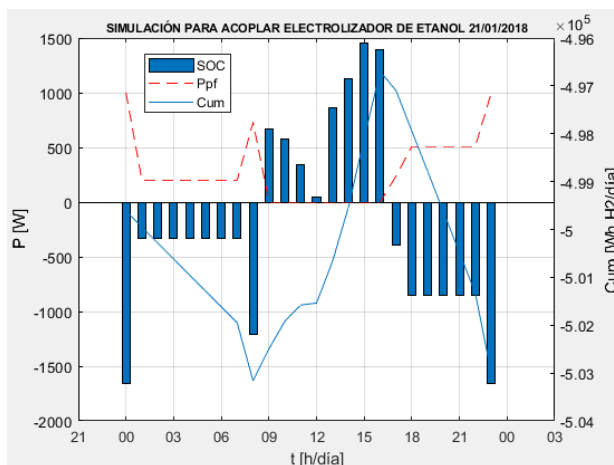


Ilustración 103.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppf-SOC-Cum 21/01/2018

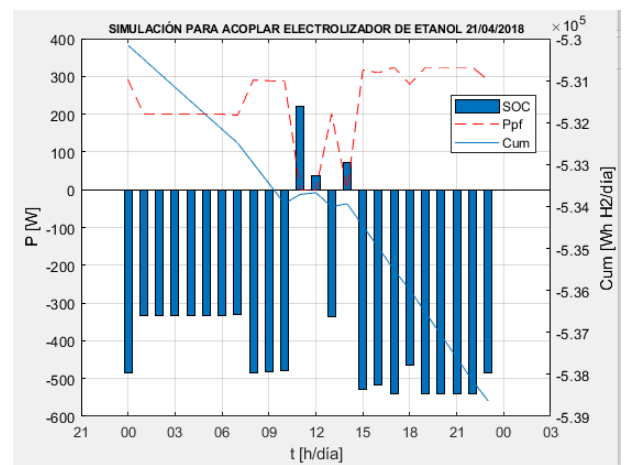


Ilustración 104.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppf-SOC-Cum 21/04/2018

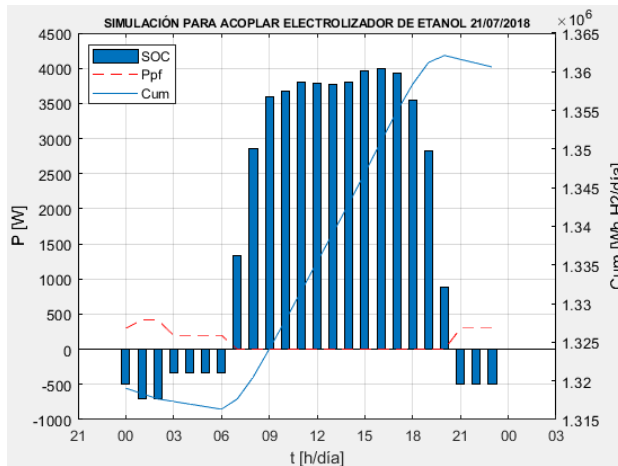


Ilustración 105.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppf-SOC-Cum 21/07/2018

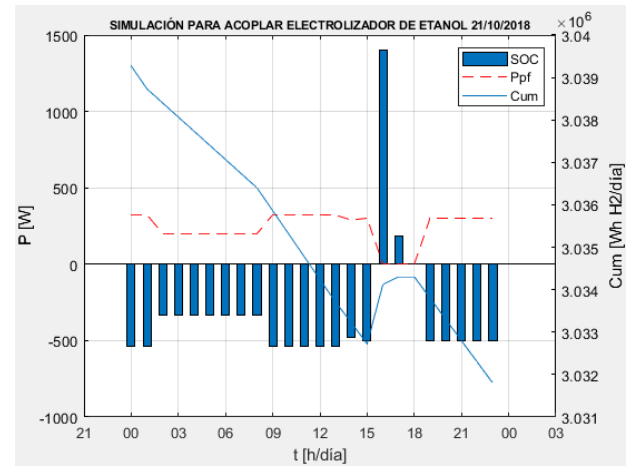


Ilustración 106.- Simulación para acoplar electrolizador de etanol Ppf-SOC-Cum 21/10/2018

La representación de datos se inicia en el último mes de otoño, registrando cada vez temperaturas menores características del invierno que derivan a un mayor consumo en la vivienda, a medida que avanzamos hacia invierno las variables de irradiancia y temperatura descienden, provocando que la instalación fotovoltaica genere menor potencia durante las horas del día y precisando recurrir en mayor proporción al sistema híbrido de la instalación, por ello la potencia requerida de la pila de combustible, P_{FC} , alcanza valores mayores en los meses de otoño-invierno y en aquellos días del año donde las condiciones climáticas son adversas.

La disponibilidad del hidrógeno, SOC, depende directamente de la producción de hidrógeno por el electrolizador, al que se añade un rendimiento de 0,90 para contabilizar las pérdidas farádicas, y de la potencia de la pila de combustible, dispositivo caracterizado por un 60% de eficiencia.

. La tendencia del acumulativo de hidrógeno es creciente cuando no está en funcionamiento la pila de combustible y en caso contrario cuando está activa, puesto que consume el hidrógeno almacenado disminuyendo los niveles disponibles del mismo.

5.3 Costes de capital y costes de operación

Se ha tomado como base la uniformidad de la variable SOC, para hacer ambas simulaciones comparables.

Si se observan ambos sistemas se puede comprobar que, aunque ambos están dimensionados para obtener la misma cantidad de hidrógeno acumulado almacenado (SOC), los sistemas difieren mucho en términos de energía primaria, densidades y tamaño de los electrolizadores, tal como muestran las Tablas 18 y 19, que recogen los resultados principales de ambas simulaciones.

Por lo tanto, se realiza un estudio económico para estimar la viabilidad de ambos sistemas considerando los tamaños que se precisan de los equipos, los costes específicos de los componentes y el consumo de reactivos.

Los precios de los módulos solares fotovoltaicos han caído alrededor del 90% desde finales de 2009 [9]. Sin embargo, hay que considerar que la tecnología, fabricación y comercialización de muchos componentes del sistema se encuentran en una etapa temprana de desarrollo y, como consecuencia, los costes de capital de los sistemas híbridos analizados en el proyecto aún son inciertos.

Para el análisis del estudio en cuestión, el precio de los módulos fotovoltaicos monocristalinos se ha tomado de 0,3 €/Wp [36], asumiéndose una vida útil de 25 años y añadiéndose costes de mantenimiento de un 2% anual. El coste de inversión para el sistema convencional, considerando una potencia pico de 7463,86W sería de 2239,16 €, mientras que el coste de inversión necesario para la instalación fotovoltaica del sistema de electrólisis de EtOH, con una potencia pico de 3732,20W, es de 1.119,66€.

El precio del electrolizador PEM ha pasado de 1500€/Kw a 1000€/Kw [37], en un periodo de 5 años, aunque es una tecnología que se encuentra en plena fase de investigación y desarrollo.

Por tanto, el precio de este dispositivo para el caso en estudio sería de 2996,37€/(Nm³H₂/h), debiendo ser escalado por un exponente de 0,7 basado en el área del electrodo con una vida útil de 20 años y añadiendo costes de mantenimiento de un 1% del coste anual.

El coste del electrolizador va a estar determinado en función de la cantidad de hidrógeno que se produzca en el punto de potencia pico del electrolizador y del área de los electrodos.

Para el caso del electrolizador de agua, la cantidad máx. de hidrógeno producido por horas son 120,72g/h, y con electrólisis de conformado de etanol este valor es de 128,38g/h. Siendo el coste de inversión para el electrolizador de agua 4025,8€ y 8.685,3€ el coste de inversión del etanol.

El depósito para el almacenamiento de H₂ por 15 días tiene un coste de 38 €/Nm³ con vida útil para 20 años y una tasa de mantenimiento de 0,5% anual.

$$V_{Dep H2_{ELagua}} = \frac{1 Nm^3 H2}{0,0893 Kg H2} \times \left[0,594 - \left(11,878 kw H2 \times \frac{1 kg H2}{33,554 kw H2} \right) \right] \times 15 días = 40,32 Nm^3$$

$$V_{Dep H2_{ELetanol}} = \frac{1 Nm^3 H2}{0,0893 Kg H2} \times \left[0,602 - \left(11,81 kw H2 \times \frac{1 kg H2}{33,554 kw H2} \right) \right] \times 15 días = 42,00 Nm^3$$

Por otro lado, la pila de combustible PEM es un dispositivo de alto coste que se encuentra aprox. entre 2000 y 3000 €/kW [38] para las pilas de combustible a baja temperatura. Estos precios deberían disminuir en gran medida para convertirse en una tecnología competitiva.

En nuestro caso se asume un coste 3000 €/ kW con una vida útil de 10 años y costes de mantenimientos correspondientes con el 2,5% anual. El precio de la pila de combustible PEM va a estar determinado en función de la del punto de potencia pico del dispositivo, siendo en ambas simulaciones 1015KW, por lo que el coste de inversión para ambos sistemas será de 3045€.

El coste del etanol puro en la actualidad en España se encuentra aproximadamente en 1,50 €/l [39], sin embargo, se puede obtener de otros países como EE. UU. o Tailandia donde el precio del litro de etanol está en 0,5 €/l o utilizar, como es el caso en este estudio un conformado de etanol, estableciéndose un coste aprox. de 0,5 €/l.

Finalmente, según la Agencia Internacional de la Energía, 1 kg de hidrógeno verde, que contiene unos 33,3 kWh, cuesta entre 3,50 y 5 €, para este estudio se supone que el excedente de hidrógeno se vende en el mercado energético a 4,0 €/ kgH₂.

El uso de H₂ para otros fines además de su uso como combustible para la pila de combustible PEM del estudio, elimina la necesidad de una gran cantidad de unidades de almacenamiento de energía a corto plazo, sin embargo, las pilas de combustibles son dispositivos de respuesta lenta, por ello se precisa acoplar una batería para solventar los problemas que se pueden derivar en el arranque y las velocidades de rampa rápida.

Para dimensionar la batería se puede realizar una aproximación utilizando un factor de tamaño [23], sin la necesidad de profundizar en el sistema operativo y la dinámica de carga del dispositivo: $PB=1/2$ PFC=2.52 kWh. Se considera suficiente dimensionar la batería para obtener la mitad de kWh del respaldo de energía generado por la pila de combustible, para suplir las cargas diarias de la vivienda cuando la generación de energía eléctrica por parte de los módulos fotovoltaicos no es capaz de satisfacer las cargas demandadas ($PPV < C$). Estos dispositivos tienen un coste de 90 €/ kWh [30], con vida útil de 15 años y costes de mantenimiento de alrededor de un 3% anual.

El sistema fue dimensionado en este estudio para 15 días de generación autónoma de la pila de combustible. Para una potencia de 5033,5W se precisa de un depósito de 1,68 m³ a una presión de 30 bar, como los electrolizadores tipo PEM son capaces de operar a tales presiones de salida, puede ser apropiado para depósitos de volumen doméstico sin presión adicional.

El hidrógeno producido mediante electrólisis se puede destinar para diferentes usos, como puede ser recargar un vehículo, pero no se consideran en el análisis que se centra en subsistemas de energía híbrida. Sin embargo, se puede realizar la estimación de un compresor usando los valores de 1.000 €/kWh₂ con una vida útil 10 años y unos costes de mantenimiento del 2% anual.

Los costes anuales se determinan considerando la vida útil de los elementos y la tasa de mantenimiento anual que tienen asociada.

La Tabla 24 detalla el análisis de costos del sistema híbrido, donde se muestran los costes de las instalaciones asociadas a cada dispositivo para los dos sistemas de análisis, electrólisis convencional (a) y electrólisis de conformado de etanol (b).

ANÁLISIS DE COSTES DEL SISTEMA HÍBRIDO CON ELECTROLISIS (a) CONVENCIONAL Y (b) DE CONFORMADO DE ETANOL

EQUIPO/COMPONENTE	TAMAÑO UNIDAD (u)		COSTE DE LA UNIDAD	COSTES DE INVERSIÓN		COSTES ANUALES	
	a	b		a	b	a	b
Módulos fotovoltaicos, (Wp)	7463,87	3732,2	0,30	2239,16	1119,66	134,35	67,18
Electrolizador, (m^2NEL)	0,19718572	1,420651474	--	4025,80	8685,30	241,55	521,12
Pila de combustible (KW)	1,015	1,015	3000	3045	3045	380,63	380,63
Batería (KWh)	2,52	2,52	100,00	252	252	24,36	24,36
Depósito de hidrógeno (Nm^3)	40,32	42,00	38,00	1532,16	1596	84,27	87,78
Compresor (KW_{H_2})	0,354	0,352	1000,00	354,02	351,99	42,48	42,24
Etanol (l/d)	0	2,9	0,50	0	--	0	529,25
Coste total				11448,14	15049,95	907,63	1652,55
Coste total (sin batería y compresor)				10842,12	14445,96	840,79	1585,95

Tabla 24.- Análisis de costes del sistema híbrido con electrólisis (a) convencional y (b) de conformado de etanol

En los siguientes diagramas podemos observar el porcentaje de inversión que se debe realizar en los diferentes dispositivos de ambos sistemas. La Ilustración 107 corresponde a la inversión tecnológica para electrólisis de agua o convencional, y la Ilustración 108 corresponde con la inversión tecnológica necesaria para el sistema de electrólisis de conformado de etanol.

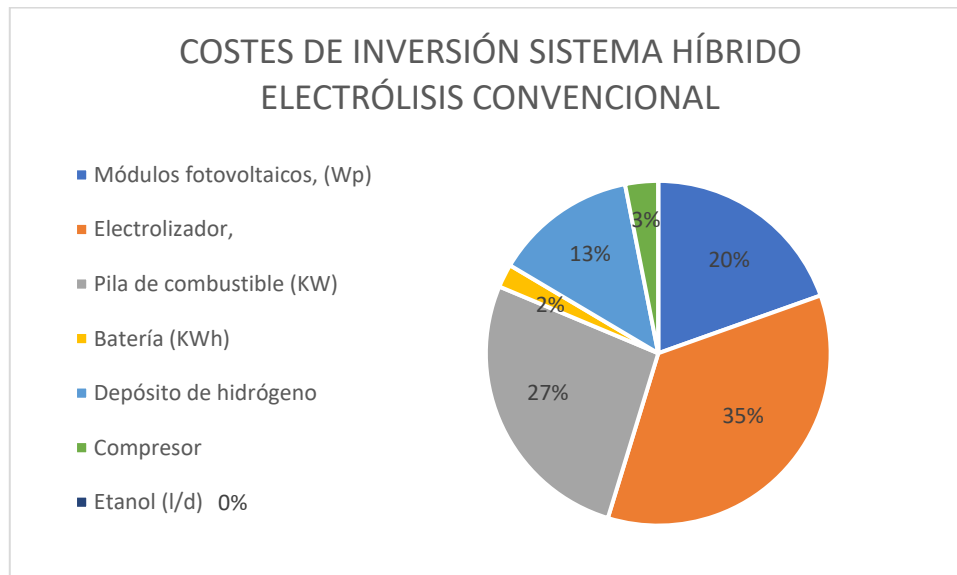


Ilustración 107.- Costes de inversión sistema híbrido FV-EL convencional

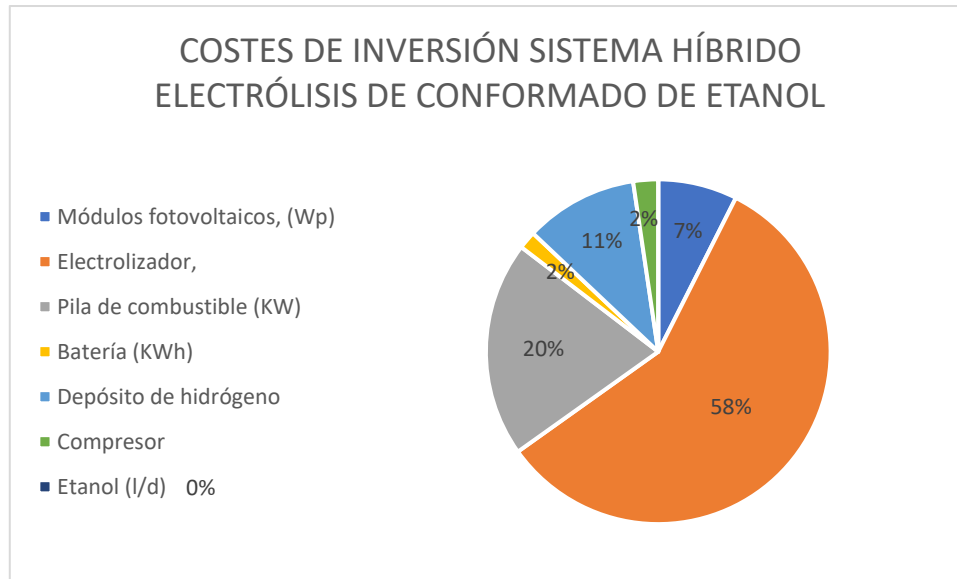


Ilustración 108.- Costes de inversión sistema híbrido FV-EL de conformado de etanol

El precio de la producción anual de la energía eléctrica mediante el sistema híbrido FV-EL se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Coste de producción del Sist. Híbrido} = \frac{\text{Gastos (€)} - \text{Beneficios(€)}}{\text{Consumo(Kwh/día)}}$$

Para el sistema de electrólisis convencional, se tiene que el coste de producción es,

$$\text{Coste producción Sist. Híbrido EL} - \text{agua} = \frac{907,63 \frac{\text{€}}{\text{año}} - 500 \frac{\text{€}}{\text{año}}}{2786,77 \frac{\text{Kwh}}{\text{año}}} = 0,1462 \frac{\text{€}}{\text{Kwh}}$$

En las Ilustraciones 109 y 110 se desglosa el porcentaje de costes de operación asociados a cada tecnología para los sistemas de electrólisis de agua y electrólisis de conformado de etanol respectivamente.

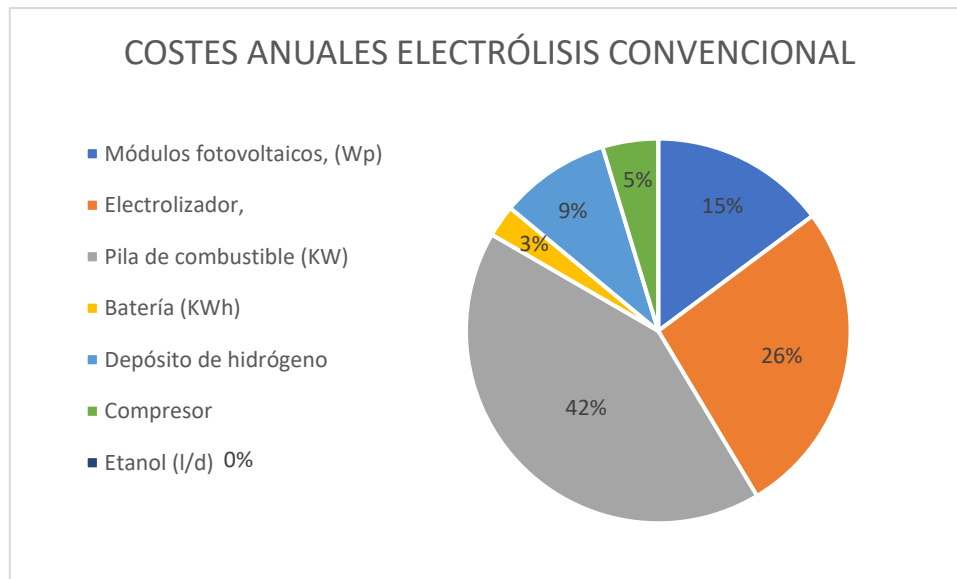


Ilustración 109.- Costes anuales asociados a cada tecnología para el sistema híbrido FV-EL convencional

Mientras que, para el sistema de electrólisis de conformado de etanol:

$$\text{Coste producción Sist. Híbrido EL - EtOH} = \frac{1652,55 \frac{\text{€}}{\text{año}} - 500 \frac{\text{€}}{\text{año}}}{2786,77 \frac{\text{Kwh}}{\text{año}}} = 0,4136 \frac{\text{€}}{\text{Kwh}}$$

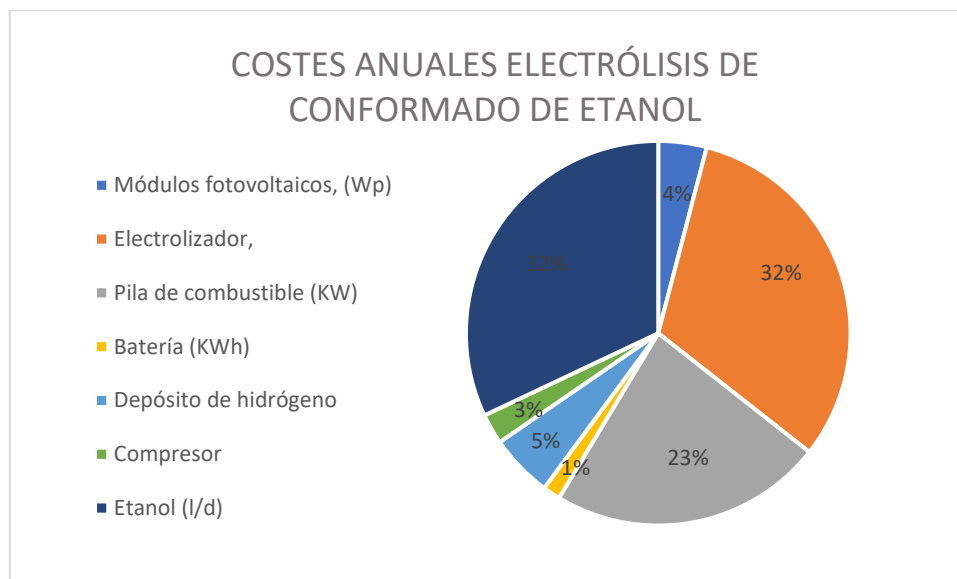


Ilustración 110.- Costes anuales asociados a cada tecnología para el sistema híbrido FV-EL EtOH

La economía de los sistemas híbridos FV-H₂ quedará determinada por el costo de componentes, sus factores de capacidad y su eficiencia. Este estudio sirve como base para establecer futuras líneas de comparación entre las diferentes

alternativas existentes para suplir la demanda residencial, pudiéndose evaluar los costos y la vida útil de los diferentes elementos que componen la instalación híbrida FV-EL-FC, y compararla con las alternativas de energía actuales como son la electricidad o el combustible, así como evaluar diferentes modalidades de almacenamientos.

La batería y el compresor son los componentes del sistema con menor carga económica representando un 5,5% del costo anual para ambos sistemas, electrólisis convencional y electrólisis de conformado de etanol, tal como se muestra en la Tabla 24, pudiéndose considerar elementos con tamaños y costos independientes de la configuración establecida para los sistemas, por ello no se incluirán en el posterior análisis de sensibilidad para optimizar los tamaños de componentes de la instalación y la conexión entre ellos, ya que no van a introducir diferencias significativas.

Se puede concluir que el sistema de conformado de etanol tiene mayores costes de capital, y mayores costes de operación que el sistema de electrólisis convencional, esto se debe en gran parte a la necesidad de electrolizadores de mayor tamaño junto con el consumo del etanol. Con este sistema se optimiza el tamaño de la instalación fotovoltaica necesario para alcanzar el SOC objetivo, puesto que posee un rendimiento energético mucho más favorable ($\text{kWh} / \text{kgH}_2$).

Sin embargo, el coste de esta tecnología debería descender en el futuro, con una disminución en costes de hasta un 90% en los próximos 10 años [31]. Por el contrario, la tecnología de electrolizadores PEM aún tiene altos costes asociados a materiales, los precios necesitan reducirse significativamente para que se convierta en una tecnología competitiva que abra las puertas a una nueva vía de desarrollo limpia.

Tras analizar las simulaciones y costes asociados a los componentes se puede concluir que ambos sistemas permiten la autosuficiencia en energía eléctrica en la vivienda aislada, así como un excedente diario de hidrógeno de 0,35 kg en ambos sistemas, lo que proporciona beneficios de 500 € anuales tras su venta.

5.4 Validación del modelo

Para comprobar la veracidad del modelo y la exactitud de los datos obtenidos en las diversas simulaciones desarrolladas durante el estudio se incluye un apartado de validación del modelo.

La generación del modelo se ha basado en el modelo publicado en el artículo científico de referencia [23], basado en el almacenamiento de hidrógeno para el suministro de energía fuera de la red a partir energía solar fotovoltaica y reformado electroquímico de soluciones de etanol y agua.

El artículo desarrolla el modelo en base a un día con condiciones de temperatura e irradiancia preestablecidas. Se realizan dos simulaciones, la primera simulación utiliza un electrolizador donde se genera hidrógeno a partir de electrólisis de agua y la segunda simulación se basa en la obtención de hidrógeno para su posterior uso en la pila de combustible a través de electrólisis de conformado de etanol. Se ha replicado ambos modelos [23], en este caso haciendo uso de Matlab, en lugar de hojas de cálculo, como es el caso reflejado en el artículo modelo.

Una vez verificado el modelo y la exactitud de los datos obtenidos, se ha procedido con el desarrollo de las simulaciones en cuestión para el estudio, focalizado en las características técnicas de los elementos seleccionados en base a los criterios descritos en el estado del arte para conformar el sistema fotovoltaico-híbrido.

Se ha escogido el modelo basado en electrólisis de etanol para verificar tanto la tendencia que siguen las diferentes curvas de cada una de las simulaciones como para analizar la diferencia porcentual entre los valores característicos del artículo guía y los valores obtenidos mediante Matlab para la representación del mismo, puesto que ambos procesos de electrólisis siguen el mismo modelo de comportamiento, variando única y exclusivamente los datos técnicos de los dispositivos que conforman la instalación FV-Híbrida y los valores que toman las diversas variables.

La generación de energía primaria y la producción de hidrógeno están determinadas por las características de la radiación solar, los módulos fotovoltaicos y su acoplamiento a los electrolizadores, en la Ilustración 111 se muestra el gráfico que representa los perfiles de temperatura y radiación según el artículo [23], mientras que la Ilustración 112 muestra los perfiles obtenidos mediante el modelo desarrollado en este trabajo, donde se observa que este representa con exactitud los vectores del artículo G y T.

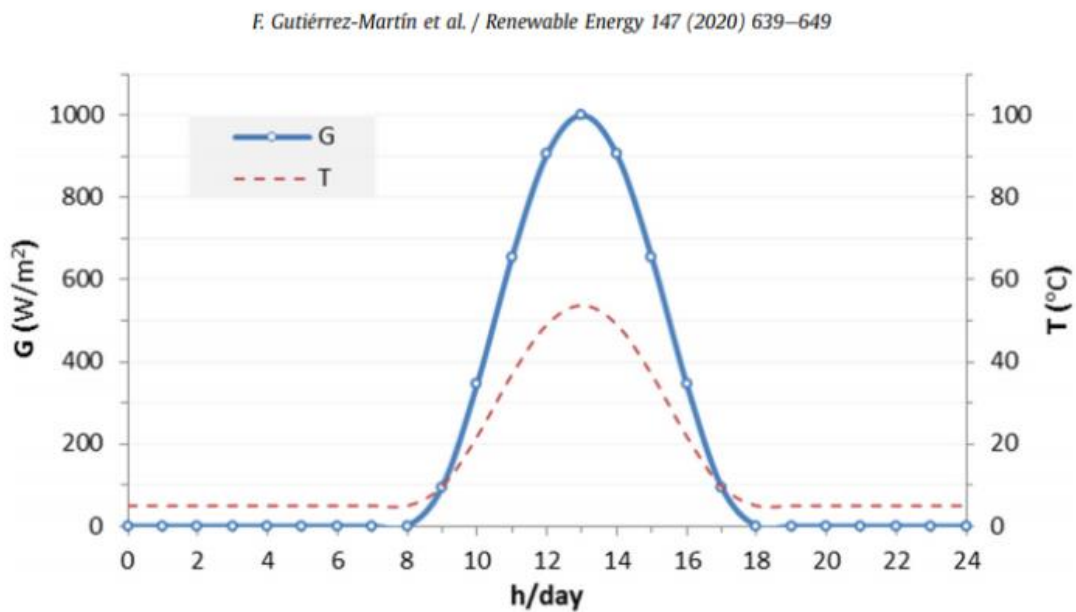


Ilustración 111.- Perfil diario de radiación solar y temperatura de los módulos fotovoltaicos, Artículo

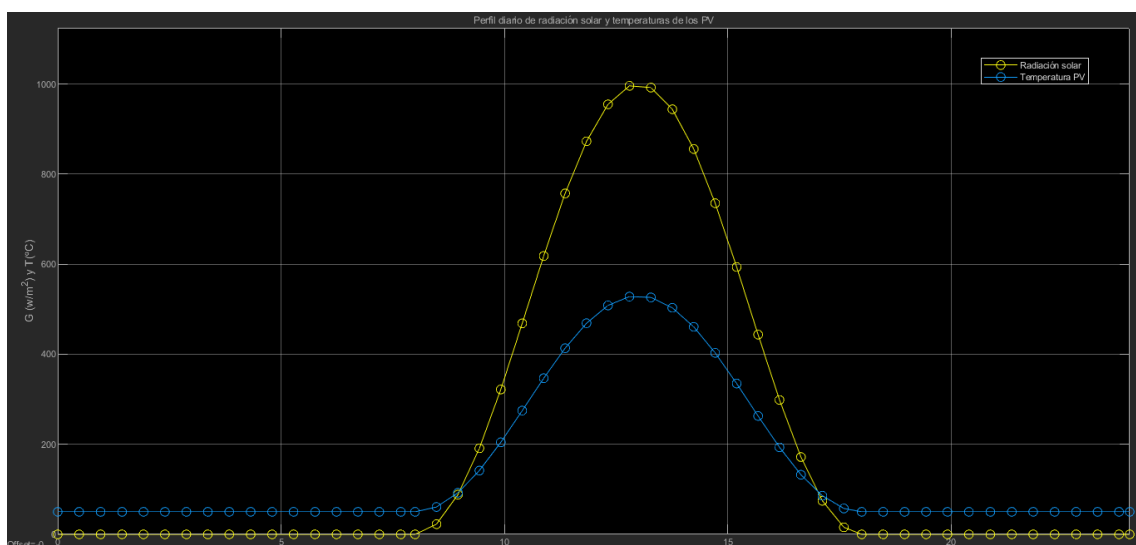


Ilustración 112.- Perfil diario de radiación solar y temperatura de los módulos fotovoltaicos, Modelado

La producción de energía de la instalación fotovoltaica está determinada por la curva I-V de los módulos fotovoltaicos. Estas curvas dependen de los niveles de radiación (G), la temperatura incidente (T) y de los parámetros característicos de los módulos como la corriente de cortocircuito (I_{sc}), la tensión abierta (V_{oc}), la intensidad y voltaje en el punto de máxima potencia (I_{MPP} , V_{MPP}), el diferencial de energía (E_g) y el número de celdas conectadas en serie/paralelo, N_s/N_p .

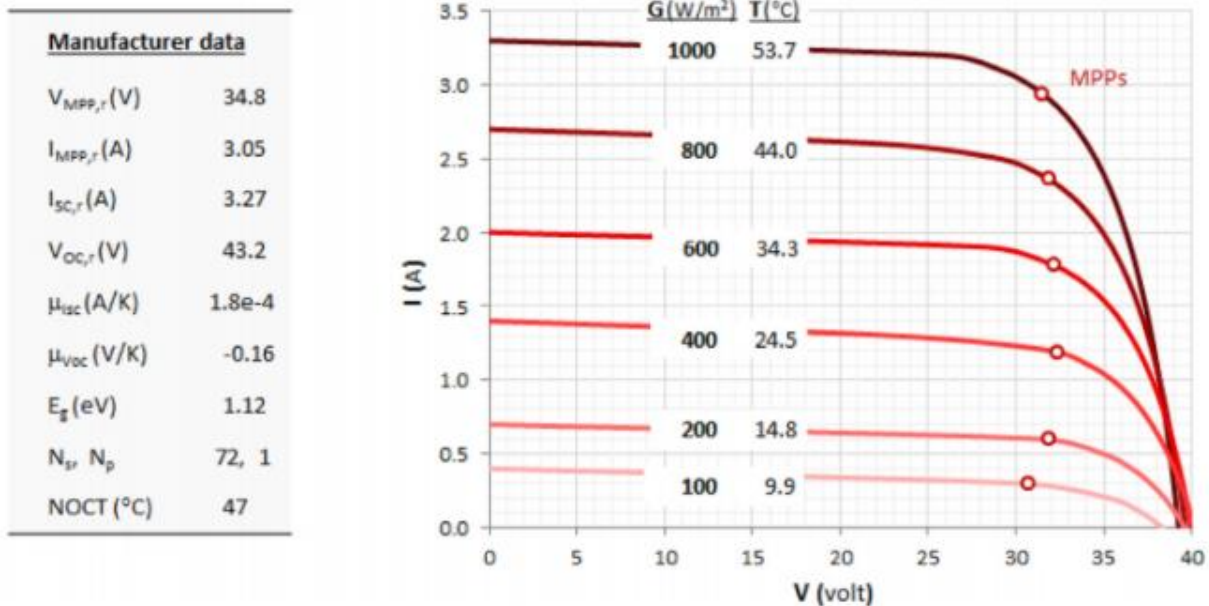


Ilustración 113.- Curvas I-V facilitadas por el fabricante, Artículo

En la Ilustración 114 se muestran las curvas características I-V obtenidas a partir de los datos técnicos que se facilitan en el Datasheet [30], detallados en la Ilustración 113. El gráfico se ha obtenido tras la ejecución en un script del workspace generado en Simulink para diferentes G y T , el script en cuestión se adjunta 9.1.14 en el apartado de anexos.

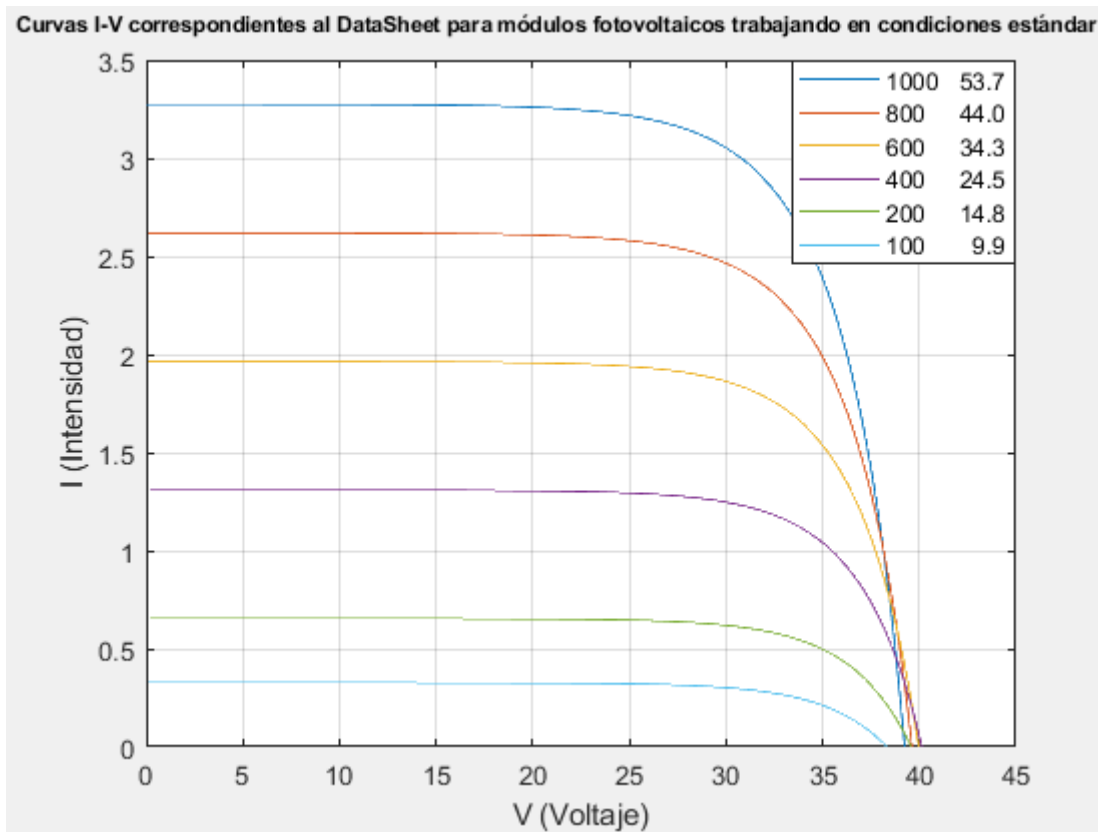


Ilustración 114.- Curvas I-V correspondiente al Datasheet (STC), Modelado

La posición relativa y la forma de la curva del electrolizador (EL) está determinada por el número de células que lo compone (N_{EL}) y la superficie de estas (S_{CEL}) conectadas en serie a los módulos fotovoltaicos para conseguir el mejor acoplamiento en cada caso.

Para electrólisis convencional esto se puede lograr con $N_{EL-1}=18$ y $S_{EL-1}=3.41$ cm^2 por módulo fotovoltaico para la máxima radiación solar, que está cerca de los MPP.

Para electrólisis de etanol estos valores son mucho más altos, $N_{EL-2}=40$ y $S_{EL-2}=16,1$ cm^2 para la máxima radiación solar, cerca del MPP. Se puede contemplar que el acoplamiento es peor debido a las diferentes características I-V que hacen que estos electrolizadores funcionen a densidades de corriente bajas (J).

La curva característica del electrolizador tipo PEM para electrólisis de conformado de etanol reflejada en el artículo [30] se muestra en la Ilustración 115, y el modelado de esta obtenido a través del software Matlab se muestra en la Ilustración 116, correspondiente con el script 9.1.15 detallado en los anexos.

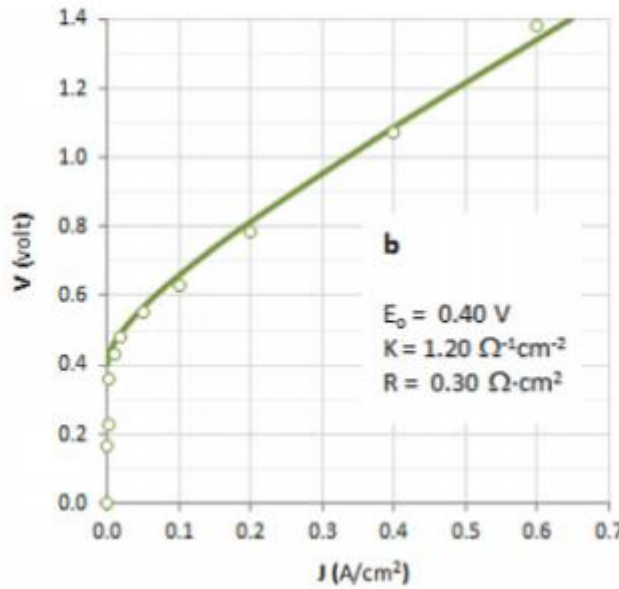


Ilustración 115.- Curvas características del electrolizador PEM con electrólisis de EtOH, Artículo

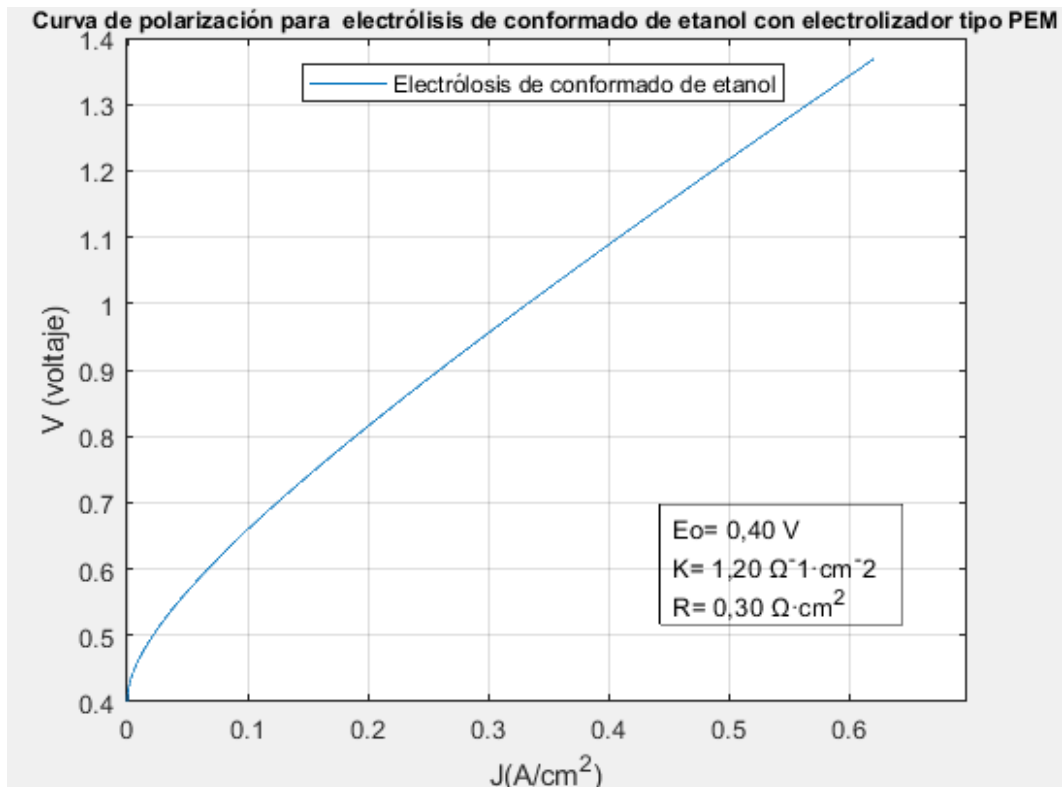


Ilustración 116.- Curvas características del electrolizador PEM con electrólisis de EtOH, Artículo

El acoplamiento del electrolizador reflejado en el artículo [30] acoplado al MPP, es decir cuando la radiación es máxima, como para otras condiciones se muestra en la Ilustración 117. En la Ilustración 118 se representa el modelado de dichos acoplamientos según los scripts detallados en los apartados 9.1.16 y 9.1.17 del anexo.

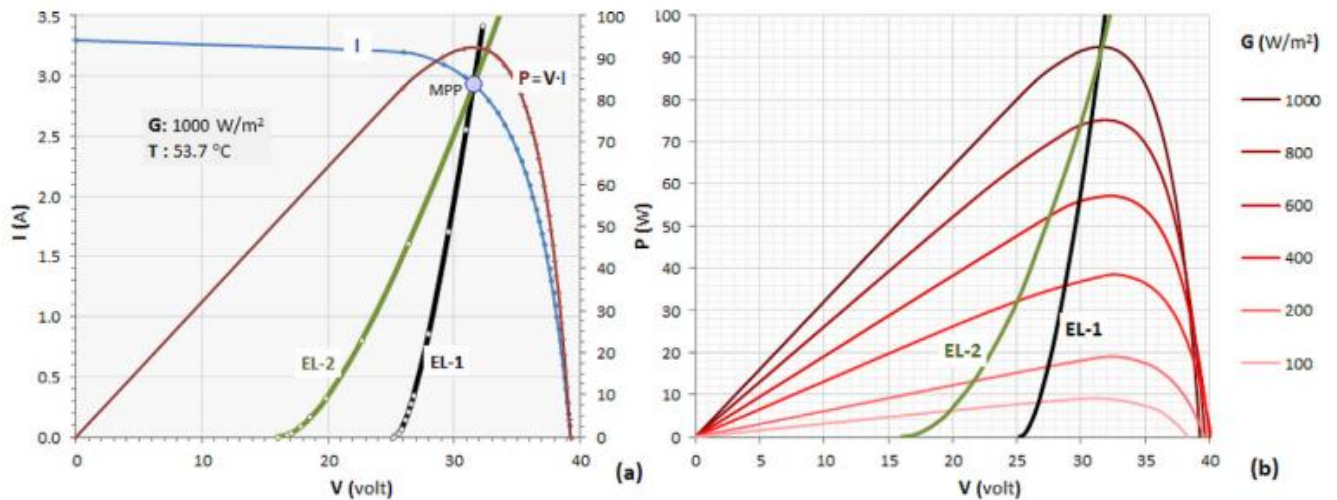


Ilustración 117.- Acoplamiento directo PV-EL para electrolisis de agua (EL1) y de etanol (EL2), Artículo

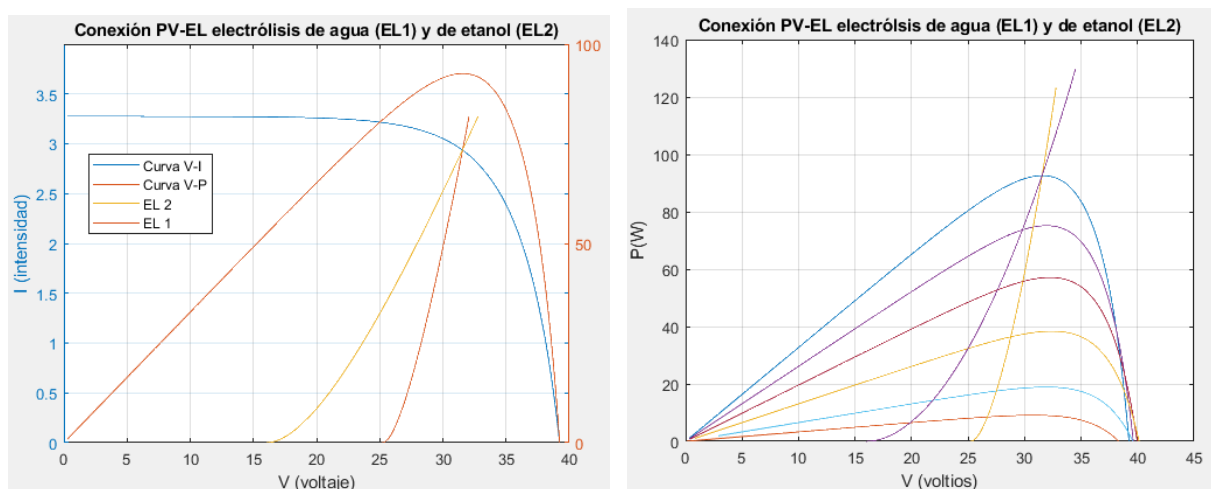


Ilustración 118.- Acoplamiento directo PV-EL para electrolisis de agua (EL1) y de etanol (EL2), Modelado

Una vez seleccionados el número de electrodos y el área de estos, se simulan las ecuaciones detalladas en el procedimiento de cálculo para el modelado del sistema presentado Duffie & Beckmann [23] detallado en el apartado 4.6 de este estudio, donde se detalla el procedimiento a seguir para modelar el sistema híbrido.

La intensidad eléctrica del módulo fotovoltaico acoplado al electrolizador según los perfiles de radiación y temperatura se determina resolviendo las ecuaciones características de los módulos fotovoltaicos y el electrolizador simultáneamente, así como la tensión del módulo fotovoltaico, que coincide con la tensión que llega al electrolizador.

Luego, se suma la generación de energía y se compara con el consumo diario para estimar el número de módulos requerido utilizando un factor de tamaño adecuado (f), determinado en función de consumo y la potencia eléctrica generada de la instalación fotovoltaica adaptado para alcanzar un valor de SOC específico para que las simulaciones mediante electrólisis de agua y de conformado de etanol sean comparables, que, en concreto, en este estudio ronda los 11,8 WH₂.

Para calcular la potencia destinada al electrolizador restamos el consumo durante las horas de sol a la generación de potencia del campo fotovoltaico.

La corriente total de los módulos fotovoltaicos conectada al electrolizador se obtiene conociendo la potencia destinada al electrolizador PEL, y también se obtiene el área total de electrodo para la potencia máxima nominal.

La producción de hidrógeno se estima mediante la ley de Faraday ($J = 96,5$ kC / gH₂), utilizando una eficiencia de corriente neta ($h_{EL} = 0,90$) para tener en cuenta las pequeñas pérdidas farádicas y el consumo de energía adicional fuera de la pila del electrolizador (BOP).

Finalmente, se tiene en cuenta el hidrógeno producido en el electrolizador que se usará en las pilas de combustible (FC) para soportar los déficits de potencia, la pila tendrá un rendimiento $\eta_{FC}=0,60$ (LHV), así como la disponibilidad de H₂ en términos de diferencias de potencia (SOC).

A continuación, se añade la Tabla 25 correspondiente con la hoja de cálculo que se muestra en el Artículo [30] en cuestión para la simulación mediante electrólisis de conformado de etanol donde se recogen los datos correspondientes a los valores de:

- Consumo diario de la casa por horas, C (W).
- Nivel de radiación G (W/m²).
- Nivel de temperatura T (K).
- Parámetros característicos del módulo fotovoltaico, alfa.
- Intensidad de corriente de los módulos, I_{PV1} (A).
- Voltaje de un módulo fotovoltaico, V_{PV1} (V).
- Número de módulos fotovoltaicos, N_{PV} .
- Potencias del módulo fotovoltaico y de la instalación fotovoltaica, P_{PV1} (W) y P_{PV} (W).
- Excedente de potencia para electrólisis, P_{EL} (W).
- Corriente en el electrolizador a partir de la cual se produce la producción de hidrógeno, I_{EL} (A).
- Producción de hidrógeno, Q_H (g/h).
- Área de los electrodos por celda y total, S_{CEL} (cm²) y S_{NEL} (m²).
- Máximo y mínimo de las densidades de corriente, J_{max} (A/cm²) y J_{min} (A/cm²).
- Tasa de eficiencia (LHV), η_e .
- Consumo de energía específico del electrolizador, C_e (KWh/kgH₂).

Por otro lado, en la Tabla 26 se muestran los datos obtenidos realizando el modelado del sistema en Matlab.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
2	Enter the consumption profile, solar radiation and sizing (f):				f =	2.0	S _{CEL} (cm ²) =		508.9
3					N _{PV} =	35	S _{NEL} (m ²) =		2.0356
5	t (h/day)	C (W)	G (W/m ²)	T (K)	a	I ₀	I _{sc}	I _{PV1} (A)	f(I)=0
6	0	200	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000	search	objective
7	1	200	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000		
8	2	200	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000		
9	3	200	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000		
10	4	200	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000		
11	5	200	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000		
12	6	200	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000		
13	7	200	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000		
14	8	460	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000		
15	9	310	95	282.7	3.2554	2.484E-06	0.3120	0.311	0.00
16	10	310	345	294.8	3.3957	8.390E-06	1.1296	1.120	0.00
17	11	310	655	309.9	3.5692	2.993E-05	2.1417	2.072	0.00
18	12	310	905	322.1	3.7096	7.171E-05	2.9617	2.728	0.00
19	13	310	1000	326.7	3.7632	9.703E-05	3.2752	2.934	0.00
20	14	310	905	322.1	3.7096	7.171E-05	2.9617	2.728	0.00
21	15	310	655	309.9	3.5692	2.993E-05	2.1416	2.072	0.00
22	16	310	345	294.8	3.3957	8.389E-06	1.1295	1.120	0.00
23	17	310	95	282.7	3.2554	2.484E-06	0.3120	0.311	0.00
24	18	200	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000		
25	19	315	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000		
26	20	1015	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000		
27	21	415	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000		
28	22	420	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000		
29	23	420	0	278.0	3.2018	1.481E-06	0.0000		
30	Total:	7635	5000			R _{2p} =	-0.2829		

J	K	L	M	N	O	P	Q	R
J _{max} (A/cm ²):		0.1825	η _{EL} (Σ, BOP):		90%	η _e =		154.7%
J _{min} (A/cm ²):		0.0545	η _{FC} (LHV):		60%	C _e (kWh/kgH ₂):		21.7
P _{PV1} (W)	P _{PV} (W)	P _{EL} (W)	I _{EL} (A)	f(P, I _{EL})=0	Q _H (g/h)		P _{FC} (W)	SOC (W _{H2,LHV})
0.00	0.0	0.0	search	objective	0.00	##	200.0	-333.3
0.00	0.0	0.0			0.00	##	200.0	-333.3
0.00	0.0	0.0			0.00	##	200.0	-333.3
0.00	0.0	0.0			0.00	##	200.0	-333.3
0.00	0.0	0.0			0.00	##	200.0	-333.3
0.00	0.0	0.0			0.00	##	200.0	-333.3
0.00	0.0	0.0			0.00	##	200.0	-333.3
0.00	0.0	0.0			0.00	##	460.0	-766.7
6.15	215.3	0.0	0.00	0.0	0.00	##	94.7	-157.8
27.11	948.8	638.8	27.74	0.0	37.25	##	0.0	1249.9
58.55	2049.3	1739.3	62.43	0.0	83.84	##	0.0	2813.3
83.97	2939.0	2629.0	85.63	0.0	115.00	##	0.0	3858.7
92.59	3240.7	2930.7	92.87	0.0	124.73	##	0.0	4185.2
83.97	2939.0	2629.0	85.63	0.0	115.00	##	0.0	3858.7
58.55	2049.2	1739.2	62.43	0.0	83.84	##	0.0	2813.3
27.10	948.5	638.5	27.74	0.0	37.25	##	0.0	1249.9
6.14	214.8	0.0	0.00	0.0	0.00	##	95.2	-158.6
0.00	0.0	0.0			0.00	##	200.0	-333.3
0.00	0.0	0.0			0.00	##	315.0	-525.0
0.00	0.0	0.0			0.00	##	1015.0	-1691.7
0.00	0.0	0.0			0.00	##	415.0	-691.7
0.00	0.0	0.0			0.00	##	420.0	-700.0
0.00	0.0	0.0			0.00	##	420.0	-700.0
444.13	15544.6	12944.5	1600.073	kC/d	596.92		5034.9	11637.5

Tabla 25.- Hoja de cálculo para calcular los perfiles diarios del sistema híbrido, Artículo

SIMULACIÓN ELECTROLISIS DE CONFORMADO DE ETANOL

f = 2
NPV= 35

S_{CEL}(cm²)= 509,6
S_{NEL}(m²)= 2,0384

J_{max} (A/cm²)= 0,1823
J_{min} (A/cm²)= 0,0518

t (h/day)	C (W)	G (W/m ²)	T (K)	alfa	lo	Isc	IPV1(A)	PPV1(W)
0	200	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
1	200	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
2	200	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
3	200	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
4	200	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
5	200	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
6	200	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
7	200	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
8	460	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
9	310	95	282,7	3,2559	2,496E-06	0,3104	0,309	6,11
10	310	345	294,8	3,3952	8,357E-06	1,1280	1,119	27,05
11	310	655	309,9	3,5692	2,991E-05	2,1433	2,074	58,59
12	310	905	322,1	3,7097	7,174E-05	2,9633	2,730	84,02
13	310	1000	326,7	3,7626	9,672E-05	3,2752	2,936	92,61
14	310	905	322,1	3,7097	7,174E-05	2,9633	2,730	84,02
15	310	655	309,9	3,5692	2,991E-05	2,1433	2,074	58,59
16	310	345	294,8	3,3952	8,357E-06	1,1280	1,119	27,05
17	310	95	282,7	3,2559	2,496E-06	0,3104	0,309	6,11
18	200	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
19	315	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
20	1015	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
21	415	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
22	420	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
23	420	0	278,0	3,2018	1,481E-06	0,0000		0,00
Total:	7635	5000				R_{s,r}= -0,2829		444,17

η_{EL} (F, BOP)= 90%
η_{FC} (LHV)= 60%

η_e= 1,5307
C_e (KWh/kgH₂)= 21,9

t (h/day)	PPV(W)	PEL(W)	IEL(A)	QH (g/h)	PFC	SOC (WH ₂ ,LHV)
0	0,0	0,0		0,00	200	-333,3
1	0,0	0,0		0,00	200	-333,3
2	0,0	0,0		0,00	200	-333,3
3	0,0	0,0		0,00	200	-333,3
4	0,0	0,0		0,00	200	-333,3
5	0,0	0,0		0,00	200	-333,3
6	0,0	0,0		0,00	200	-333,3
7	0,0	0,0		0,00	200	-333,3
8	0,0	0,0		0,00	460	-766,7
9	214,0	0,0	0,00	0,00	95,98	-160,0
10	946,9	636,9	26,33	35,36	0,00	1186,6
11	2050,7	1740,7	61,61	82,74	0,00	2776,3
12	2940,6	2630,6	85,46	114,78	0,00	3851,3
13	3241,5	2931,5	92,93	124,80	0,00	4187,5
14	2940,6	2630,6	85,46	114,78	0,00	3851,3
15	2050,7	1740,7	61,61	82,74	0,00	2776,3
16	946,9	636,9	26,33	35,36	0,00	1186,6
17	214,0	0,0	0,00	0,00	95,98	-160,0
18	0,0	0,0		0,00	200	-333,3
19	0,0	0,0		0,00	315	-525
20	0,0	0,0		0,00	1015	-1691,7
21	0,0	0,0		0,00	415	-691,7
22	0,0	0,0		0,00	420	-700
23	0,0	0,0		0,00	420	-700
	15545,81	12947,76	1583,03 KC/d	590,56	5037,0	11420,8

Tabla 26.- Resumen workspace de Matlab para el cálculo de perfiles diarios del sistema, Modelo híbrido

Autora: Beatriz Retamosa Ruiz
Tutor: Dr. José Antonio Becerra Villanueva

El workspace del modelado del sistema fotovoltaico-híbrido con conformado de etanol obtenido en Matlab se muestra a continuación en la Ilustración 119:

Workspace				
Name ▼	Value	Min	Max	Mean
Vel	1x24 double	0	31.5465	9.8969
V	1x24 double	0	31.5465	9.8969
SOC	1x24 double	-1.6917e+03	4.1875e+03	475.8659
Scel	492.8249	492.8249	492.8249	492.8249
Rsr	-0.2829	-0.2829	-0.2829	-0.2829
Rende	1.5304	1.5304	1.5304	1.5304
Qh	1x24 double	0	124.7988	24.6067
Ppv1	1x24 double	0	92.6131	18.5069
Ppv	1x24 double	0	3.2415e+03	647.7420
Pfc	1x24 double	0	1015	209.8730
Pel1	1x24 double	-1015	2.9315e+03	329.6170
Pel	1x24 double	0	2.9315e+03	539.4901
Pc	1x24 double	200	1015	318.1250
Npv	35	35	35	35
Isc	1x24 double	0	3.2752	0.6819
Ior	1.1170e-05	1.1170e-05	1.1170e-05	1.1170e-05
Io	1x24 double	1.4812e-06	9.6722e-05	1.4331e-05
Iel	1x24 double	0	92.9250	18.3221
I	1x24 double	0	2.9358	0.6416
Cum	1x24 double	-3.5933e+03	1.6222e+04	5.4981e+03
Ce	21.9245	21.9245	21.9245	21.9245
alpha_r	3.4321	3.4321	3.4321	3.4321
alpha	1x24 double	3.2018	3.7626	3.3187

Ilustración 119.- Workspace parámetros del sistema híbrido con EtOH, Modelado

En la Tabla 27 se refleja el porcentaje de exactitud para cada variable de la simulación, para de este modo, analizar la exactitud del modelo en cuestión y dar fiabilidad al desarrollo numérico realizado para el estudio en función de los elementos seleccionados tomando como criterio la relación calidad-precio de los diferentes componentes de la instalación.

	Σ PPV(W)	Σ PEL(W)	Σ IEL(KC/d)	Σ QH (g/h)	Σ PFC(W)	SOC (WHZ,LHV)	EXACTITUD MEDIA DEL MODELO
ARTÍCULO	15544,6	12944,5	1600,06	596,92	5034,9	11637,5	99,3%
MODELADO	15545,8	12947,8	1583,03	590,56	5037,0	11420,8	
DISCREPANCIA	0,008%	0,025%	1,076%	1,077%	0,041%	1,898%	

Tabla 27.- Veracidad de los modelos de simulación de estudio implementados

Tal y como se presenta en los datos de la Tabla 27, la discrepancia entre los modelos no alcanza el 2%, dando por analizada y confirmada la veracidad del sistema.

6 TAMAÑO ÓPTIMO DE LOS DISPOSITIVOS DE LA INSTALACIÓN HÍBRIDA

La búsqueda del tamaño óptimo de los componentes del sistema requiere la identificación del tamaño y la configuración óptima que deben adoptar la instalación fotovoltaica y el electrolizador para minimizar los costes totales de la instalación híbrida, asegurando la cobertura de carga, además de considerar las condiciones de funcionamiento de los equipos, como es el caso de la variable de densidad de corriente (J_{min} y J_{max}) que modificará el aprovechamiento de la energía en el electrolizador.

En la Tabla 28 se recogen los principales resultados tras la ejecución en Matlab de las simulaciones correspondientes a sistemas híbridos. Por un lado, mediante electrólisis de agua y, por otro lado, mediante electrólisis de conformado de etanol, respectivamente.

Parámetro	Ecuación	(uds.)	AGUA	ETANOL
Generación de potencia por módulo	$P_{PV1} = \sum N_{PV} \cdot P_{PV1,t}$	(Wh/d)	1518	1456,8916
Factor de dimensionamiento, f			4,772	2,290
Nº de módulos fotovoltaicos	$N_{PV} = f \cdot C / P_{PV1}$		24	12
Generación fotovoltaica total, PPV	$P_{PV} = \sum N_{PV} \cdot P_{PV1,t}$	(Wh/d)	36432	17483
Potencia para el electrolizador, PEL	$P_{EL} = \sum P_{PV,t} \cdot C_t $	(Wh/d)	33642	14884
Corriente de entrada al electrolizador, IEL	$I_{EL,t} = P_{EL,t} / V_{EL,t}$	(A)	3542	1614
Área total de electrodos	$S_{NEL} = N_{EL} \cdot S_{CEL}$	(m ²)	0,20	1,42
Densidad de corriente mínima, Jmin	$J_{min} = I_{EL,min} / S_{CEL}$	(KA/m ²)	0,088	0,074
Densidad de corriente máxima, Jmax	$J_{max} = I_{EL,max} / S_{CEL}$	(KA/m ²)	1,812	0,268
Producción de hidrógeno, Qh	$Q_H = \sum N_{EL} \cdot 3,6 \cdot \eta_{EL} \cdot I_{EL,t} / F$	(g/d)	594,7	602,1
Rendimiento energético específico, Ce	$Ce = P_{EL} / Q_H$	(KWh/KgH2)	56,6	24,7
Energía de la pila de combustible, PFC	$P_{FC} = \sum C_t - P_{PV,t} $	(Wh/d)	4845	5036
Energía acumulada almacenada, SOC	$SOC = \sum Q_{H,t} - P_{FC,t} / \eta_{FC} $	(WhH2,LHV)	11879	11811

Tabla 28.- Datos recogidos de las simulaciones de los sistemas híbridos, EL agua y EL EtOH.

En base a los datos obtenidos se llevaron a cabo varias simulaciones para analizar la viabilidad de los sistemas y determinar tanto el tamaño óptimo que deben tomar los dispositivos integrantes en el sistema híbrido FV-EL, como la mejor configuración para optimizar el sistema en términos de eficiencia economía.

Se realizó un estudio paramétrico de las principales variables, donde se desarrollaron tres casos de simulación para acoplar de forma directa electrolizadores orgánicos con diferentes líneas I-V que convergen en el punto de máxima potencia (MPPT), pero con diferentes números de células de electrolizador conectadas en serie y diferentes áreas de electrodos.

Asimismo se analizaron otros tres nuevos casos en los que se modifica el número de células que conforman el electrolizador, esta vez manteniendo el área del electrodo, originando acoplamiento entre los dispositivos en distintos puntos de funcionamiento, por lo que las líneas características que representan el comportamiento del electrolizador cruzan las curvas P-V de los módulos fotovoltaicos en distintos puntos de G_m , en lugar de coincidir en el punto de la curva con mayor irradiancia, punto de máxima potencia (MPP).

Para que las simulaciones a desarrollar sean comparables entre sí, es fundamental dimensionar los factores de la instalación fotovoltaica para escalar el sistema y con ello asegurar que se producen excedentes de hidrógeno similares, encontrándose la variación del SOC entre 11,8 a 12,1 kWhH₂/día).

En el caso 1 de simulación, al disminuir los tamaños de electrolizador en serie, los requerimientos energéticos requeridos por parte de la instalación fotovoltaica para trabajar en el punto de MPP son mayores, eso conlleva un aumento del número de módulos fotovoltaicos que conforman la instalación fotovoltaica lo que conlleva una disminución del rendimiento energético específico del electrolizador al trabajar con mayor intensidad.

En el caso 2 de simulación, al aumentar los tamaños de electrolizador en serie, se reduce el tamaño de la instalación fotovoltaica a medida que el acoplamiento es mejorado, es decir, el electrolizador funciona a menor intensidad, el rendimiento energético específico del electrolizador se ve mejorado (C_e), aprovechando en mayor medida la energía, pero estas ganancias son bastante limitadas y también ocurren a expensas de electrolizadores más grandes.

Por tanto, en términos económicos, no sería particularmente ventajoso operar cerca de los 'puntos de máxima potencia' puesto que para lograr un consumo favorable de energía específica se requieren densidades de corriente bajas,

aumentando los tamaños de los electrolizadores, tecnología está aún en desarrollo y de alto coste.

En el caso 3 de simulación se mantiene constante el área de electrodos y se disminuye el número de células de electrolizador conectadas en serie, esto conlleva la necesidad de aumentar el tamaño de la instalación fotovoltaica para alcanzar un valor óptimo de SOC que haga comparable la simulación. Al no trabajar en el punto de máxima potencia se pierde eficiencia en la instalación fotovoltaica, por tanto, para alcanzar la misma cantidad de hidrógeno almacenado será preciso disponer un mayor número de módulos fotovoltaicos en comparación con el caso ideal, conexión directa en MPP.

En el caso 4 de simulación se mantiene constante el área de electrodos y se aumenta el número de células de electrolizador conectadas en serie. Si se trabaja en el punto de máxima potencia, al aumentar el tamaño del electrolizador, el sistema tiende reducir el tamaño de la instalación fotovoltaica para mantener la cantidad de hidrógeno almacenado (SOC), sin embargo, al trabajar en diferentes condiciones de funcionamiento, llegará un determinado instante donde la eficacia del electrolizador se vea bastante disminuida al alejarse considerablemente del MPP y por tanto precise de un aumento del dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, aunque también lo haga este.

Por ello, es necesario encontrar el equilibrio entre la eficiencia y los costes para optimizar el sistema híbrido.

6.1 Análisis de viabilidad. Electrolizador de agua

En la Ilustración 120 se muestran el primer y segundo caso de simulación para electrólisis de agua. En el primero de los casos (EL1) se disminuye el tamaño del electrolizador a $0,1281 \text{ m}^2$, lo que deriva en un aumento del dimensionamiento de la instalación fotovoltaica del sistema precisando 27 módulos fotovoltaicos para obtener un valor SOC similar trabajando en MPP. Sin embargo, en el segundo caso (EL2) el comportamiento es el opuesto, se aumenta el tamaño del electrolizador a $0,3513 \text{ m}^2$ mejorando la eficiencia energética del dispositivo y precisando un menor dimensionamiento de la instalación fotovoltaica (22 módulos fotovoltaicos), que conlleva un aumento considerable en el coste de la instalación híbrida. El script ejecutado para la obtener el comportamiento gráfico del sistema se detalla en el apartado 9.1.18 de los anexos.

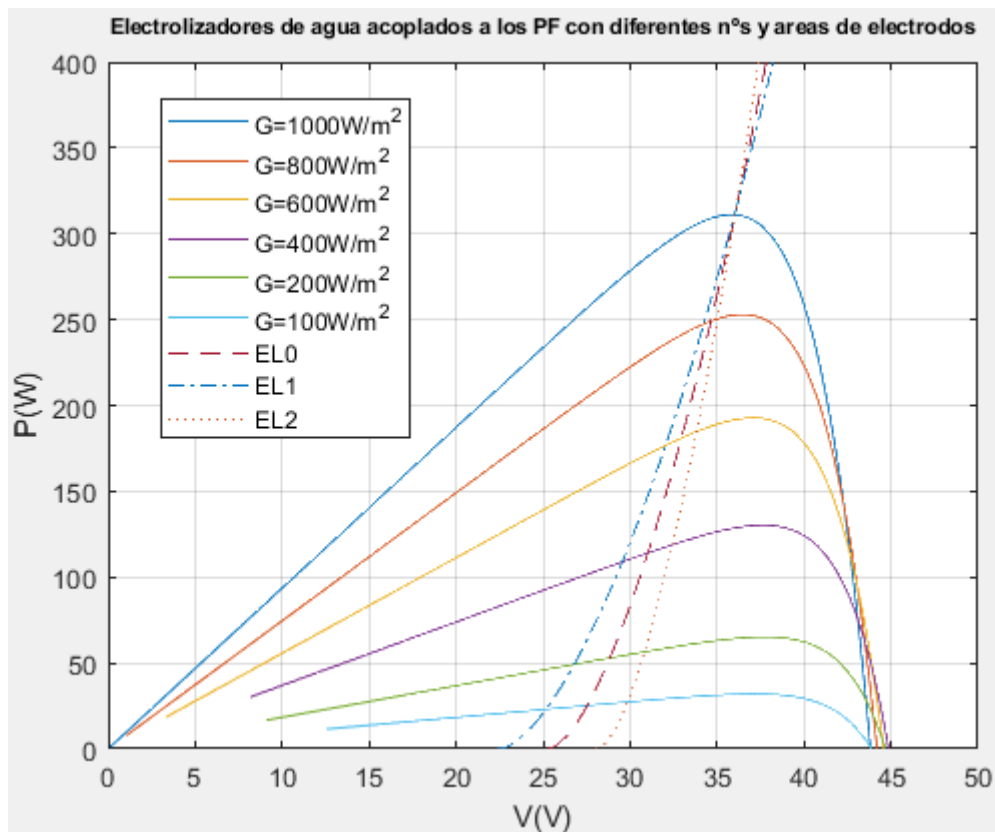


Ilustración 120.- Electrolizador de agua acoplado a los FV con diferentes n°s y áreas de electrodos

Como se indicó anteriormente, los factores de tamaño para el campo solar tienen que ser modificados en cada caso para lograr un valor SOC similar. Sin embargo, si este factor se hubiera establecido como en el caso 0 ($f=4,704$) para mantener el número de módulos aproximadamente constante, los resultados en el caso 1 representarían ahorros en el área de los electrodos y un menor hidrógeno excedente ($0,113 \text{ m}^2$, $9,7 \text{ kWh/d}$), mientras que el caso 2 sigue la tendencia contraria ($0,385 \text{ m}^2$, $14,16 \text{ kWh/d}$). Sin embargo, la eficiencia energética y J_{\max} del electrolizador no se modifican al variar el factor de dimensionamiento del sistema energético (f), puesto que son variables que se relacionan de tal forma que no varían en función de este parámetro.

Las simulaciones 3 y 4 se representan en la Ilustración 121 para el caso de simulación con electrólisis de agua. La representación gráfica de este análisis de viabilidad se obtiene a partir de la ejecución del script detallado en el apartado 9.1.19 del anexo. En el tercero de los casos (EL3) se mantiene constante el área de electrodos y se disminuye el número de células de electrolizador conectadas en serie a $0,1970 \text{ m}^2$, esto conlleva a la necesidad de aumentar el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica (25 módulos fotovoltaicos). Y en la cuarta simulación (EL4) se aumenta el tamaño del electrolizador a $0,2519 \text{ m}^2$ manteniendo el área de electrodos, sin embargo, aun así, será preciso aumentar el tamaño de la instalación fotovoltaica a 25 módulos para conseguir almacenar cantidades similares de hidrógeno provenientes del excedente de energía de la instalación fotovoltaica, este comportamiento se debe al simular un sistema que trabaja muy alejado del MPP, disminuyendo considerablemente la eficacia del sistema híbrido.

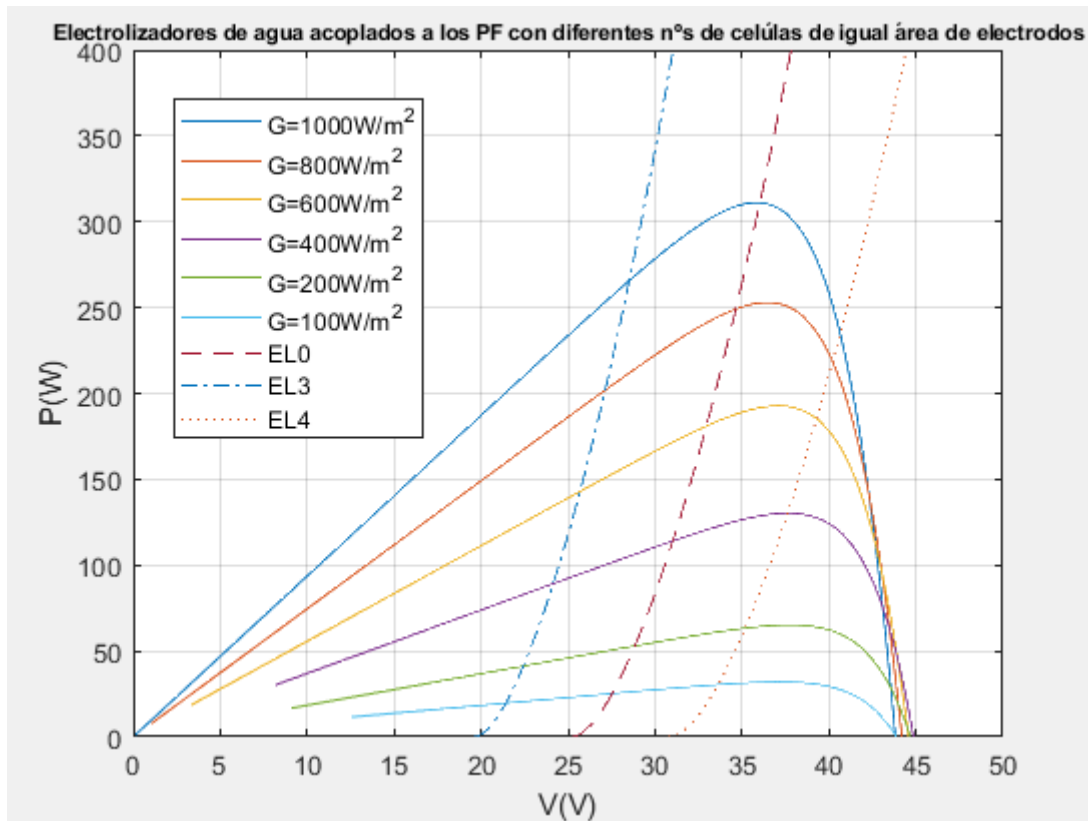


Ilustración 121.- Electrolizador de agua acoplado a los FV con diferentes nºs de electrodos de igual área

En la Tabla 29 se resumen los resultados obtenidos tras ejecutar las simulaciones previamente citadas para el caso de electrólisis de agua, donde se recogen los datos más relevantes:

AGUA

CASO	Npv	S _{NEL} (m ²)	J (KA/m ²)	Ce (KWh/KgH ₂)	Ca (€/a)
EL0	24	0,20005	0,5944-1,7973	56,6	840,80
EL1	27	0,12818	0,9379-2,8199	62,7	774,14
EL2	22	0,35129	0,3416-1,0385	51,7	1019,26
EL3	25	0,19704	0,5932-1,8621	56,9	847,21
EL4	25	0,25197	0,25197-1,1453	53,6	914,50

Tabla 29.- Resumen análisis de viabilidad para electrólisis convencional

6.2 Análisis de viabilidad electrolizador de conformado de etanol

En la Ilustración 122 se muestran el primer y segundo caso de simulación para electrólisis de conformado de etanol obtenido mediante la ejecución del script anexo en el apartado 9.1.20. En el primero de los casos (EL1) se disminuye el tamaño del electrolizador a $0,5139 \text{ m}^2$, lo que deriva en un aumento del dimensionamiento de la instalación fotovoltaica (19 módulos fotovoltaicos) del sistema para obtener un valor SOC similar trabajando en MPP. Sin embargo, en el segundo caso (EL2) el comportamiento es el opuesto, se aumenta el tamaño del electrolizador a $2,8265 \text{ m}^2$ mejorando la eficiencia energética del dispositivo y precisando un menor dimensionamiento de la instalación fotovoltaica (10 módulos fotovoltaicos), que conlleva un aumento considerable en el coste de la instalación híbrida.

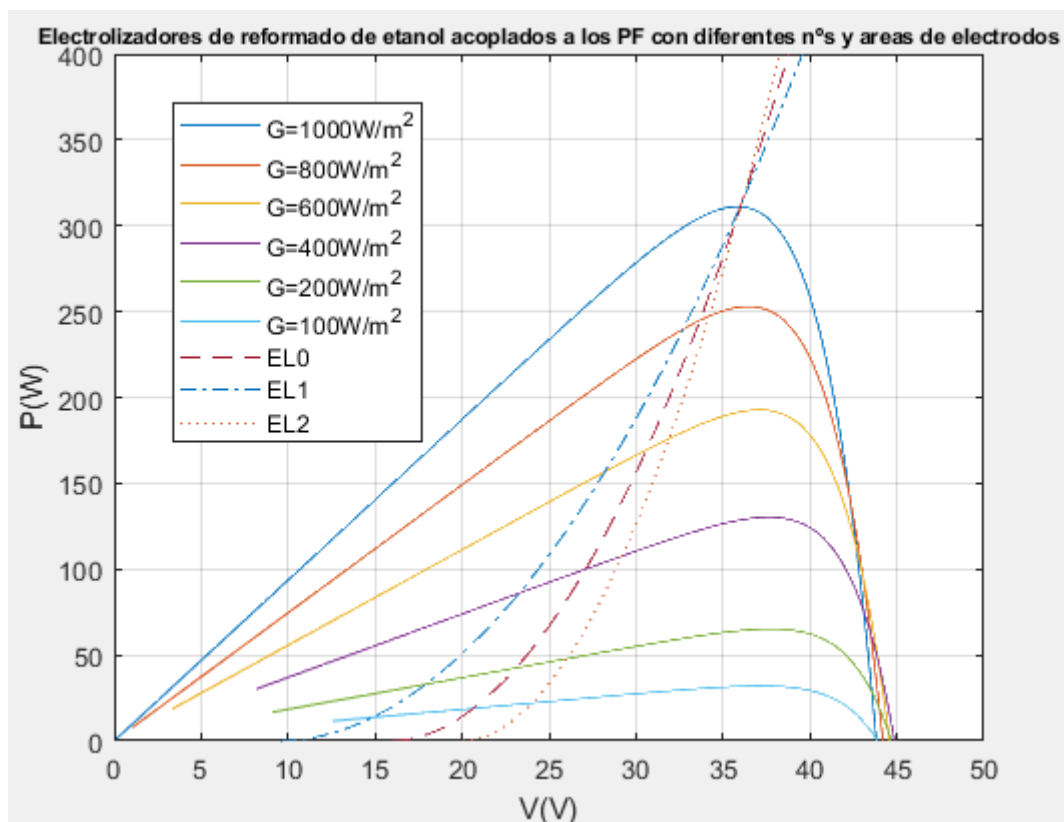


Ilustración 122.- Electrolizador de EtOH acoplado a los FV con diferentes n°s y áreas de electrodos

Como se indicó anteriormente, los factores de tamaño para el campo solar tienen que ser modificados en cada caso para lograr un valor SOC similar. Sin embargo, si este factor se hubiera establecido como en el caso 0 ($f=2,16$) para mantener el número de módulos aproximadamente constante, los resultados en el caso 1 representan ahorros en el área de los electrodos y un menor hidrógeno excedente ($0,315 \text{ m}^2$, $3,4 \text{ kWh/d}$), mientras que el caso 2 sigue la tendencia contraria ($3,45 \text{ m}^2$, $17,12 \text{ kWh/d}$). Sin embargo, la eficiencia energética y J_{\max} del electrolizador no se modifican al modificar el factor de dimensionamiento del sistema energético, incluso si el J_{\min} es ($0,0395$ y $0,1837 \text{ kA/m}^2$) puesto que estas J_{\max} y C_e son variables directamente dependientes de otras variables inversamente proporcionales, como es el caso de P_{pv} y P_{el} .

Las simulaciones 3 y 4 se representan en la Ilustración 123 para el caso de simulación con electrólisis de agua, el gráfico se obtiene a partir de la ejecución del script contenido en el apartado 9.1.21 del anexo. En el tercero de los casos (EL3) se mantiene constante el área de electrodos y se disminuye el número de células de electrolizador conectadas en serie a $1,4255 \text{ m}^2$, esto conlleva a la necesidad de aumentar el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica (15 módulos fotovoltaicos). Y en la cuarta simulación (EL4) se aumenta el tamaño del electrolizador a $2,7556 \text{ m}^2$ manteniendo el área de electrodos, sin embargo, aun así, será preciso aumentar el tamaño de la instalación fotovoltaica a 15 módulos para conseguir almacenar cantidades similares de hidrógeno provenientes del excedente de energía de la instalación fotovoltaica, este comportamiento se debe al simular un sistema que trabaja muy alejado del MPP, disminuyendo considerablemente la eficacia del sistema híbrido.

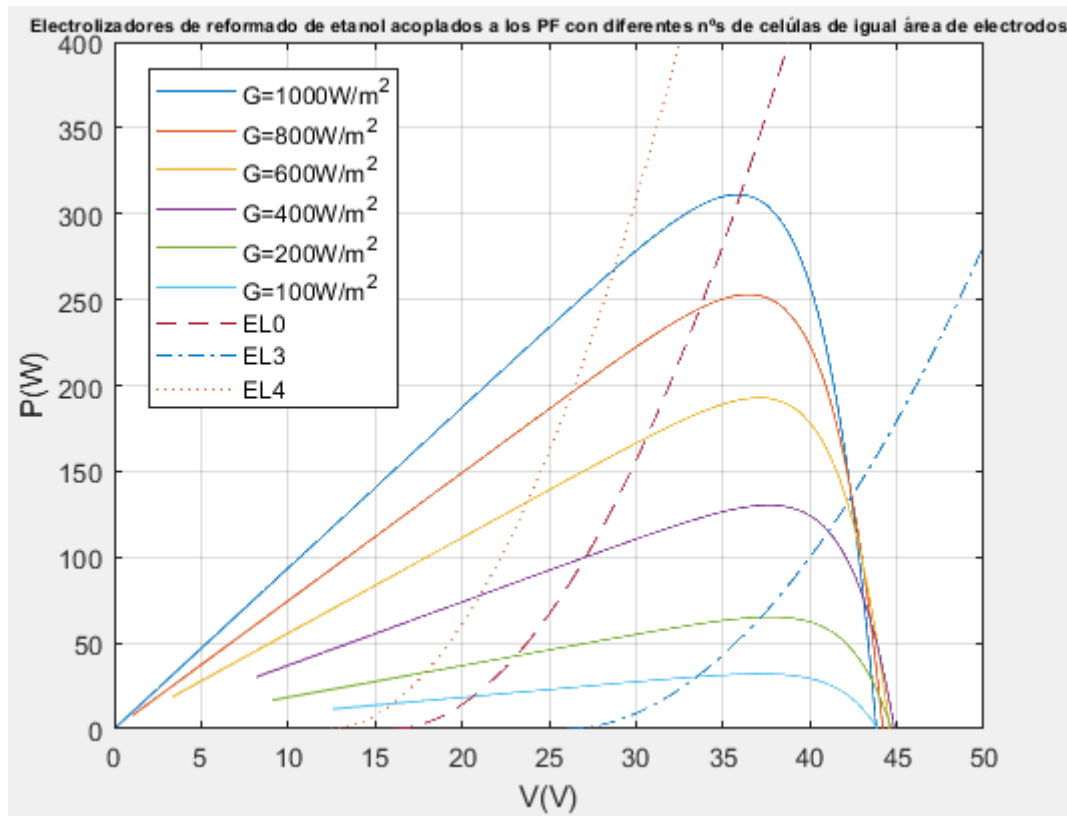


Ilustración 123.- Electrolizador de EtOH acoplado a los FV con diferentes nºs de electrodos de igual área

En la Tabla 30 se resumen los resultados obtenidos tras ejecutar las simulaciones previamente citadas para el caso de electrólisis de conformado de etanol, donde se recogen los datos más relevantes:

ETANOL

CASO	Npv	S _{NEL} (m ²)	J (KA/m ²)	Ce (KWh/KgH ₂)	Ca (€/a)
EL0	12	1,46304	0,0720-0,2613	24,7	1585,95
EL1	19	0,51394	0,2165-0,7303	39,6	1336,14
EL2	10	2,82652	0,0370-0,1384	20,2	2121,60
EL3	15	1,42552	0,0706-0,2802	25,2	1605,13
EL4	15	2,75560	0,0750-0,0979	19,3	2093,02

Tabla 30.- Resumen análisis de viabilidad para electrólisis de conformado de etanol

6.3 Comparativo de viabilidad

Las hojas de cálculo de los casos estudiados permiten una apreciación detallada de los conjuntos de datos, las variables simuladas y los resultados obtenidos. Esto permite discutir el diseño desde un punto de vista técnico-económico y obtener conclusiones relevantes con respecto al modelado, simulación y optimización del acoplamiento híbrido del sistema de energía solar e hidrógeno.

Sobre la base del análisis desarrollado en el apartado 5.3 “COSTES DE INVERSIÓN Y COSTES ANUALES”, se puede concluir que el criterio más importante para la optimización del sistema es la reducción de los tamaños de electrolizador en oposición a la generación de energía eléctrica a partir de módulos fotovoltaicos, debido al alto costo de los electrolizadores y a su voltaje característico. Se debe considerar que los componentes críticos que van a determinar la viabilidad económica de los sistemas son los módulos fotovoltaicos y el electrolizador, puesto que la pila de combustible (FC) y el depósito de H₂ no van a influir significativamente en la economía del sistema al tener en la práctica igual dimensiones y costes similares para todos los casos.

El caso 0 se considera una configuración óptima teniendo en cuenta la dinámica de funcionamiento, la eficiencia de la conversión de energía, los tamaños que se precisan los equipo y los costes específicos.

Usando la configuración básica (caso 0) se pasa a realizar una comparación entre los sistemas en cuestión, sistema híbrido con electrólisis convencional (a) y sistema híbrido con electrólisis de conformado de etanol (b) con la intención de anticipar los valores de equilibrio de las variables de costo y operación de los electrolizadores orgánicos con respecto a los sistemas convencionales, y mostrar que el sistema híbrido con conformado de etanol es rentable en comparación con otras soluciones de fuentes de energía.

La configuración básica para el sistema híbrido con electrólisis de conformado de etanol (b) está compuesta por la conexión de 12 módulos fotovoltaicos conectados a un electrolizador PEM orgánico ($N_{EL-2}=40$), con un área total de electrodo de 1,463m², con densidades de corriente comprendidas entre 0,0720 y 0,2613KA/m² y un rendimiento energético específico del electrolizador de

24,7KWh/kgH₂, como se muestra en la Tabla 30. El coste del sistema asciende a 1585,95€/a, considerando los elementos críticos del sistema se tiene que un 4,2% del costo se debe a la instalación fotovoltaica, el 32,9% al electrolizador, el 24% a la pila de combustible, el 5% al depósito de hidrógeno y un 33,4% al consumo de EtOH, siendo un 53% más caro que el sistema híbrido mediante electrólisis convencional (840,79 €/a), debido a las bajas densidades que caracterizan al sistema de electrólisis de conformado de etanol y al consumo de EtOH para el proceso electroquímico de obtención de hidrógeno.

El sistema de electrólisis convencional, considerando los elementos críticos, tiene el 16% del costo asociado a la instalación fotovoltaica, el 29% al electrolizador, el 45% a la pila de combustible y el 10% restante al depósito de hidrógeno.

Se procede a realizar comparaciones de diferentes configuraciones de sistemas para comprar los costos de los electrolizadores orgánicos con los costos de los electrolizadores de agua. Para ello, se toma como base de estudio (1) el caso 0 estudiado para el sistema híbrido con electrólisis de etanol ($N_{EL-2}=40$), en (2) se adecua el coste del electrolizador para igualar los costes del sistema de electrólisis de conformado de etanol con los costes del sistema convencional, obteniendo que el costo unitario del EL orgánico debería caer a 5741,04€/m² (es decir, una reducción de costos del 41%) para igualar los costos de ambos sistemas, incluso si se puede utilizar sustrato barato.

Sin embargo, en (3) se muestra la economía del sistema si el EL orgánico está acoplado utilizando un número menor de celdas electrolíticas ($N_{EL-2}=40$), reduciéndose el costo del electrolizador un 64,25%, debido al aumento de la densidad de corriente. Es importante tener en cuenta que disminuyendo S_{NEL} se pueden igualar o incluso mejorar los costos anuales en comparación con el sistema de electrólisis convencional (caso 0 ($N_{EL-2}=18$)) si se utiliza un sustrato económico, que a su vez promovería el uso de productos de biomasa residual, proporcionando ventajas tanto energéticas como medioambientales.

La composición de los costos para los diferentes escenarios comentados con anterioridad se muestra en la Ilustración 124:

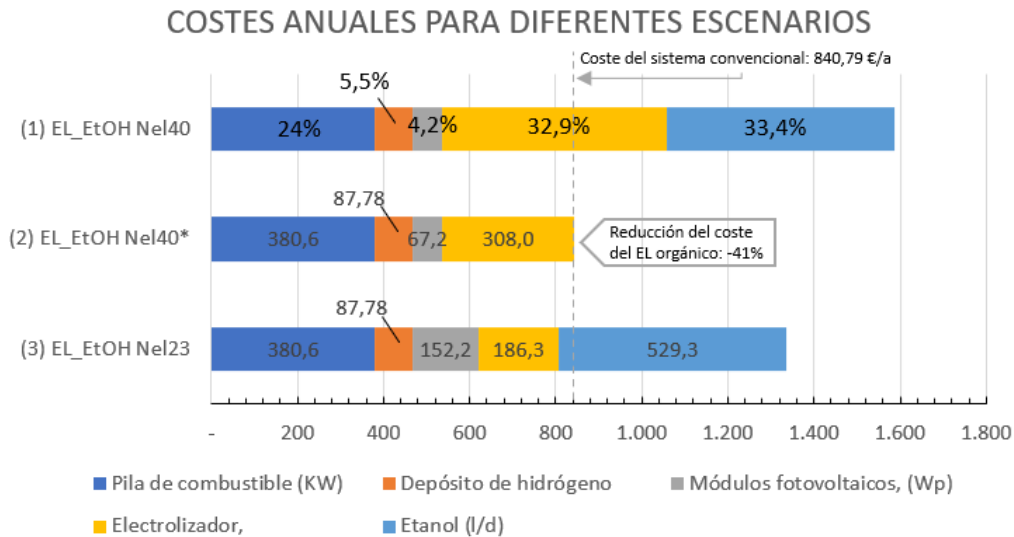


Ilustración 124.- Costes anuales para diferentes configuraciones de los sistemas

Los sistemas híbridos analizados en el estudio pueden suministrar electricidad a un coste de 0,14 €/kWh, estos datos se aproximan bastante a los precios actuales de la electricidad para los consumidores domésticos en España, que incluyen impuestos, y otros costos regulados debido a la red conexión.

Por otro lado, estos sistemas cuentan con otras ventajas como la autonomía de la vivienda, y la capacidad de almacenamiento de energía estacional que posee el H₂, asegurando la demanda eléctrica en viviendas aisladas no conectadas a la red y combatiendo las limitaciones de uso de las baterías que sólo pueden almacenar energía a corto plazo. Según numerosas fuentes bibliográficas el hidrógeno es el portador más eficaz para el almacenamiento de energía renovable a largo plazo, puesto que el almacenamiento de energía para tiempo prolongado encarece los acumuladores eléctricos.

Por tanto, se puede concluir que, aunque la tecnología de los sistemas híbridos se encuentra en etapa de desarrollo y no se tenga aún un control de costes exhaustivo, son sistemas que desempeñan un papel eficaz para el suministro de energía en viviendas aisladas de la red eléctrica o para aplicaciones que requieran de almacenamiento de energía a largo plazo con equipos de larga duración y poco mantenimiento.

El uso de hidrógeno elimina el requerimiento de un elevado número de módulos fotovoltaicos, al igual que elimina la necesidad de instalar baterías químicas, dispositivos frágiles sensibles a la temperatura y con una vida útil limitada. Aun así, en los sistemas híbridos se suele colocar una pequeña batería para amortiguar las variaciones rápidas en la demanda y respaldar a la pila de combustible, al tener este dispositivo un tiempo de respuesta más lento. Además, en un sistema bajo cargas variables, se debe garantizar una mínima entrada de corriente para cumplir con los estándares de calidad y reducir el desgaste interno del electrolizador, que por debajo de esa corriente mínima deberá apagarse.



7 CONCLUSIONES

El consumo creciente de energía junto con la mayor preocupación por el medio ambiente está impulsando el uso de fuentes de energía renovables, como son la energía eólica o solar.

Sin embargo, el aprovechamiento de las energías es limitado debido al carácter variable de su naturaleza, es por ello que para trabajar con sistemas totalmente independientes de la red eléctrica se precisan sistemas de almacenamiento capaces de asegurar la continuidad en el servicio.

El hidrógeno es uno de los vectores energéticos con mayor potencial para el almacenamiento de energía a largo plazo. Este recurso se puede producir mediante electrólisis a partir de fuentes renovables, disminuyendo el sobredimensionamiento de potencia instalada habitual en las instalaciones fotovoltaicas, siendo una alternativa a las baterías electroquímicas, dispositivos con menor vida útil y mayor sensibilidad a las condiciones climáticas.

En el desarrollo de este estudio se analizaron dos sistemas electrolíticos, agua y conformado de etanol, para evaluar la viabilidad de ambos sistemas y buscar la mejor compensación entre los tamaños de los elementos que conforman el sistema y los voltajes de los electrolizadores.

Los resultados muestran que a medida que se mejora el acoplamiento entre la instalación fotovoltaica y el electrolizador, el requerimiento fotovoltaico disminuye, sin embargo, el tamaño del electrolizador aumenta considerablemente, requiriendo menores densidades de corriente. Esto pone en duda, en términos económicos, la alternativa propuesta, aunque en términos de eficiencia lleva asociada una mejora que deriva en una disminución del consumo de energía.

Se determina que el criterio de optimización más importante para encontrar un equilibrio entre eficiencia y economía del sistema es la reducción del tamaño del electrolizador. Para que esta tecnología llegue a ser competitiva debería ir acompañada de desarrollos para mejorar las densidades de corriente en los electrodos y reducir los costes del electrolizador. Por otra parte, es fundamental

analizar el uso de otros sustratos orgánicos que permitan disminuir costes en cuanto al consumo de reactivos.

Se debe considerar que esta tecnología híbrida se encuentra en etapa de desarrollo, especialmente de la mano del gran número de investigaciones hoy en marcha relativas a electrolizadores y pilas de combustible, por lo que, aunque sus costes son actualmente altos, estos deberían disminuir significativamente a medida que esta tecnología se acerque al mercado. Es en este punto donde existe un gran interés por la pila de combustible polimérica reversible, para reemplazar el electrolizador y la pila de combustible por un único equipo que cumple ambas funciones, lo que supondría un gran impulso a las tecnologías de hidrógeno.

Tras evaluar la viabilidad de ambos sistemas, dimensionados para producir la misma cantidad de hidrógeno almacenado acumulado (SOC), operando en el punto de máxima potencia (MPP), se determina que el sistema híbrido con electrólisis de conformado de etanol tiene mayores costes de capital y mayores costes de operación, debido a los requisitos de una mayor superficie de electrodo, así como al consumo de etanol. Sin embargo, es posible equilibrar los precios para ambos sistemas reduciendo el tamaño del electrolizador y haciendo uso de sustratos más económicos.

Los costes de producción de los sistemas híbridos calculados en el apartado “5.3 Costes de capital y costes de operación” pueden garantizar que la hibridación con fuentes fotovoltaicas sea rentable en comparación con las soluciones energéticas no autónomas, con costos de capital y operativos razonables para satisfacer los requisitos energéticos en viviendas aisladas de la red eléctrica o para aplicaciones que requieran de almacenamiento de energía a largo plazo con equipos de larga duración y poco mantenimiento.

8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEA, 'World Energy Outlook', Paris, 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.
- [2] IEA (International Energy Agency), 'Global Energy Review', París, 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2019>.
- [3] UNEF (Unión Española Fotovoltaica), 'El sector fotovoltaico. Informe anual UNEF 2020.', 2020.
- [4] IEA (International Energy Agency), 'Renewable Energy', París, 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewable-power>.
- [5] IEA (International Energy Agency), 'Solar PV', París, 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/solar-pv>.
- [6] National Renewable Energy Laboratory (NREL), 'Best Research-cell Efficiency Chart', 2019. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>.
- [7] IES (Instituto de Energía Solar), 'Gráficos significativos energía solar fotovoltaica', 2018. [Online]. Available: https://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES-UPM/Portada/2018_PV_España.pdf.
- [8] IRENA, *Future of solar photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper)*, vol. November. 2019.
- [9] IRENA - Agencia Internacional de Energías Renovables, 'Energía Solar', 2020. <https://irena.org/solar>.
- [10] IRENA - Agencia Internacional de Energías Renovables, 'La energía renovable puede apoyar la recuperación resiliente y equitativa', 2020. <https://irena.org/newsroom/pressreleases/2020/Apr/Renewable-energy-can-support-resilient-and-equitable-recovery>.
- [11] Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, 'Energía Solar Fotovoltaica Grupos de nuevas actividades profesionales', 2018.
- [12] ENDEF, 'Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas', 2020.

- <https://endef.com/tipos-de-instalaciones-solares-fotovoltaicas-como-encontrar-la-ideal-para-mi/>.
- [13] EASE (European Association for Storage of Energy), 'Technologies', 2021. <https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>.
- [14] Iberdrola, 'Almacenamiento de energía', 2021. <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/almacenamiento-de-energia-eficiente>.
- [15] W. Bogenrieder, '2.6. Pumped storage power plants', *Renew. Energy*, pp. 165–196, 2006, doi: 10.1007/10858992_7.
- [16] D. R. Rousse, 'a Pplying E Nergy S Torage in', no. February, pp. 1–14, 2011.
- [17] EASE, 'Thermal Hot Water Storage. Thermal Energy Storage', *Eur. Assoc. storage Energy*, pp. 1–2, 2016, [Online]. Available: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_HotWater.pdf.
- [18] EASE, 'Adsorption Storage SyStem', *Eur. Assoc. storage Energy*, pp. 2–3.
- [19] D. Santos-martin, S. Arnalte, J. L. R. Amenedo, and J. M. Tena, 'Effects of Voltage Drops on Doubly Fed Induction Generators and its Power Electronic Components', pp. 1890–1894, 2006.
- [20] European Association for Storage of Energy, 'Lithium-ion Battery Report', *Eur. Assos. Storage Energy*, pp. 8–12, 2016, [Online]. Available: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Electrochemical_Nalon.pdf.
- [21] EASE (European Association for Storage of Energy), 'Hydrogen', no. January, pp. 1–2, 2021.
- [22] IEA (International Energy Agency), 'The Future of Hydrogen Seizing today's opportunities', 2019. [Online]. Available: <https://webstore.iea.org/download/direct/2803>.
- [23] Selectra, 'Paneles solares', 2021.

<https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/placas-solares>.

- [24] Selectra, 'Tier 1 de placas solares', 2021. <https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/placas-solares/tier1>.
- [25] J. Barco-burgos, U. Eicker, N. Saldaña-robles, A. L. Saldaña-robles, and V. Alcántar-camarena, 'Thermal characterization of an alkaline electrolysis cell for hydrogen production at atmospheric pressure', *Fuel*, vol. 276, no. December 2019, p. 117910, 2020, doi: 10.1016/j.fuel.2020.117910.
- [26] M. David, C. Ocampo-Martínez, and R. Sánchez-Peña, 'Advances in alkaline water electrolyzers: A review', *J. Energy Storage*, vol. 23, no. August 2018, pp. 392–403, 2019, doi: 10.1016/j.est.2019.03.001.
- [27] 'Chapter 1 FROM HYDROCARBONS TO HYDROGEN: TOWARDS', *Sustain. Dev.*, pp. 1–33.
- [28] B. Abderezzak, 'Introduction to Hydrogen Technology', *Introd. to Transf. Phenom. PEM Fuel Cell*, pp. 1–51, 2018, doi: 10.1016/b978-1-78548-291-5.50001-9.
- [29] D. Rosario, J. G. M. Co-tutor, and A. I. Paricio, 'Autor: María Del Rosario Vélez García Tutor: José Julio Guerra Macho Co-tutor: José Alfredo Iranzo Paricio', 2020.
- [30] F. Gutiérrez-Martín, A. B. Calcerrada, A. de Lucas-Consuegra, and F. Dorado, 'Hydrogen storage for off-grid power supply based on solar PV and electrochemical reforming of ethanol-water solutions', *Renew. Energy*, vol. 147, pp. 639–649, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.09.034.
- [31] S. Grigoriev *et al.*, 'Characterization of PEM electrochemical hydrogen compressors', *Fundam. Dev. Fuel Cells Conf. FDFC, Nancy, Fr.*, no. January, 2008.
- [32] A. Caravaca, W. E. Garcia-Lorefice, S. Gil, A. de Lucas-Consuegra, and P. Vernoux, 'Towards a sustainable technology for H₂ production: Direct lignin electrolysis in a continuous-flow Polymer Electrolyte Membrane reactor', *Electrochem. commun.*, vol. 100, no. December 2018, pp. 43–47, 2019, doi: 10.1016/j.elecom.2019.01.016.

9 ANEXOS

9.1 Scripts matlab

9.1.1 Script perfiles anuales G-T

```

clear all
clc
[num,tex,row] = xlsread('G - T.xlsx');
G = num(:,4);
T = num(:,5);
% Diai = 20/11/2017 11pm
% Diaf = 20/11/2018 10pm
% Dt = 1H
t1 = datetime(2017,11,20,23,0,0);
t2 = datetime(2018,11,20,22,0,0);
t = t1:hours(1):t2;

figure(1)
yyaxis left
plot(t,G)
ylabel('G [W/m^2]')
yyaxis right
plot(t,T)
ylabel('T [°C]')
hold off
grid on
title('CURVAS G-T 20/11/2017-20/11/2018')
dateFormat = 'mmm yy';
datetick('x',dateFormat)
legend('G','T')

figure(2)
yyaxis left
plot(t(987:1730),G(987:1730))
ylabel('G [W/m^2]')
yyaxis right
plot(t(987:1730),T(987:1730))
ylabel('T [°C]')
grid on
title('CURVAS G-T ENERO/2018')
dateFormat1 = 'dd';
datetick('x',dateFormat1)
legend('G','T')

figure(3)
yyaxis left
plot(t(5332:6075),G(5332:6075))
ylabel('G [W/m^2]')
yyaxis right
plot(t(5332:6075),T(5332:6075))
ylabel('T [°C]')
grid on
title('CURVAS G-T JULIO/2018')
dateFormat1 = 'dd';
datetick('x',dateFormat1)
    
```

```

legend('G','T')

figure(4)
yyaxis left
plot(t(1470:1493),G(1470:1493))
ylabel('G [W/m^2]')
yyaxis right
plot(t(1470:1493),T(1470:1493))
ylabel('T [°C]')
grid on
title('CURVAS G-T 21/01/2018')
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)
legend('G','T')

figure(5)
yyaxis left
plot(t(3630:3653),G(3630:3653))
ylabel('G [W/m^2]')
yyaxis right
plot(t(3630:3653),T(3630:3653))
ylabel('T [°C]')
grid on
title('CURVAS G-T 21/04/2018')
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)
legend('G','T')

figure(6)
yyaxis left
plot(t(5815:5838),G(5815:5838))
ylabel('G [W/m^2]')
yyaxis right
plot(t(5815:5838),T(5815:5838))
ylabel('T [°C]')
grid on
title('CURVAS G-T 21/07/2018')
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)
legend('G','T')

figure(7)
yyaxis left
plot(t(8023:8046),G(8023:8046))
ylabel('G [W/m^2]')
yyaxis right
plot(t(8023:8046),T(8023:8046))
ylabel('T [°C]')
grid on
title('CURVAS G-T 21/10/2018')
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)
legend('G','T')

%Especificaciones del gráfico:
xlabel('t [h/día]')
    
```

9.1.2 Script curvas I-V EAGLE 72M-V 340 a diferentes G y T

```

clc
V = out.V;
I = out.I;
V = V.Data;
I = I.Data;

for i = 1:6
    buscar_val_mz = V(:,i) < 0; % busca los indices de vector V de val.
    negativo. por columnas
    vp = V(:,i);
    Ip = I;
    vp(buscar_val_mz) = [];
    Ip(buscar_val_mz) = [];
    plot(vp,Ip)
    hold on
end

title('Curvas V-I características EAGLE 72M-V 340 Watt a diferentes G
y Tª')
xlabel('V(V)')
ylabel('I(A)')
legend('1000W/m² y 53,7°C', '800W/m² y 44°C', '600W/m² y
34,3°C', '400W/m² y 24,5°C', '200W/m² y 14,8°C', '100W/m² y 9,9°C')

xlim([0 60])
ylim([0 12])
grid
    
```

9.1.3 Script curvas P-V EAGLE 72M-V 340 a diferentes G y T

```

clc
V = out.V;
P = out.P;
V = V.Data;
P = P.Data;

for i = 1:6
    buscar_val_mz = V(:,i) < 0; % busca los indices de vector V de val.
    negativo. por columnas
    vp = V(:,i);
    Pp=P(:,i);
    vp(buscar_val_mz) = [];
    Pp(buscar_val_mz) = [];
    plot(vp,Pp)
    hold on
end

title('Curvas P-V características EAGLE 72M-V 340 Watt a diferentes G
y Tª')
xlabel('V(V)')
ylabel('P(W)')
legend('1000W/m² y 53,7°C', '800W/m² y 44°C', '600W/m² y
34,3°C', '400W/m² y 24,5°C', '200W/m² y 14,8°C', '100W/m² y 9,9°C')

xlim([0 50])
ylim([0 350])
grid
    
```

9.1.4 Script modelado curvas I-V EAGLE 72M-V 340 T=25°C

```

clc
V = out.V;
I = out.I;
V = V.Data;
I = I.Data;

for i = 1:6
    buscar_val_mz = V(:,i) < 0; % busca los indices de vector V de val.
    negativo. por columnas
    vp = V(:,i);
    Ip = I;
    vp(buscar_val_mz) = [];
    Ip(buscar_val_mz) = [];
    plot(vp,Ip)
    hold on
end

title('Curvas V-I características EAGLE 72M-V 340 Watt a diferentes G
y T=25°C')
xlabel('V(V)')
ylabel('I(A)')
legend('1000W/m^2','800W/m^2','600W/m^2','400W/m^2','200W/m^2','100W/m
^2')
xlim([0 60])
ylim([0 12])
grid
    
```

9.1.5 Script modelado curvas P-V EAGLE 72M-V 340 T=25°C

```

clc
V = out.V;
P = out.P;
V = V.Data;
P = P.Data;

for i = 1:6
    buscar_val_mz = V(:,i) < 0; % busca los indices de vector V de val.
    negativo. por columnas
    vp = V(:,i);
    Pp=P(:,i);
    vp(buscar_val_mz) = [];
    Pp(buscar_val_mz) = [];
    plot(vp,Pp)
    hold on
end

title('Curvas P-V características EAGLE 72M-V 340 a diferentes G')
xlabel('V(V)')
ylabel('P(W)')
legend('1000W/m^2 y 25°C','800W/m^2 y 25°C','600W/m^2 y
25°C','400W/m^2 y 25°C','200W/m^2 y 25°C','100W/m^2 y 25°C')

xlim([0 50])
ylim([0 450])
grid
    
```

9.1.6 Script curva de polarización para electrólisis de agua

```

clc
V1 = out.VOLTAJE1;
J1 = out.J1;
V1 = V1.Data;
J1 = J1.Data;
plot(J1,V1);
grid
    
```

9.1.7 Script curva de polarización para electrólisis de EtOH

```

clc
V2 = out.VOLTAJE2;
J2 = out.J2;
V2 = V2.Data;
J2 = J2.Data;
plot(J2,V2);
grid
    
```

9.1.8 Script acoplamiento PV-EL para distintas condiciones

```

clc
I= out.I;
V = out.V;
V1 = out.VOLTAJE1;
V2 = out.VOLTAJE2;
P = out.P;
P1 = out.P1;
P2 = out.P2;
I=I.Data;
V = V.Data;
V1 = V1.Data;
V2 = V2.Data;
P = P.Data;
P1 = P1.Data;
P2 = P2.Data;

buscar_val_mz = V< 0;
Vp = V;
Vp(buscar_val_mz) = [];
Ip= I;
Ip(buscar_val_mz) = [];
Pp= P;
Pp(buscar_val_mz) = [];

plotyy(Vp, Ip, Vp, Pp)
hold on

plot(V1, I, V2, I)
title('Conexión PV-EL electrólisis de agua (EL1) y de etanol (EL2)')
xlabel('V(V)')
ylabel('I (A)')
legend('Curva V-I 1000W/m^2 y 51,2°C', 'Curva V-P 1000W/m^2 y 51,2°C', 'EL2', 'EL1')
xlim([0 50])
ylim([0 12])
grid
    
```

9.1.9 Script acoplamiento PV-EL para distintas condiciones

```

clc
V = out.V;
V1 = out.VOLTAJE1;
V2 = out.VOLTAJE2;
P = out.P;
P1 = out.P1;
P2 = out.P2;
V = V.Data;
V1 = V1.Data;
V2 = V2.Data;
P = P.Data;
P1 = P1.Data;
P2 = P2.Data;

for i = 1:6
    buscar_val_mz = V(:,i) < 0; % busca los indices de vector V de val.
    negativo. por columnas
    vp = V(:,i);
    Pp=P(:,i);
    vp(buscar_val_mz) = [];
    Pp(buscar_val_mz) = [];
    plot(vp,Pp,V1,P1,V2,P2)
    hold on
end

title('Conexión PV-EL electrólisis de agua (EL1) y de etanol (EL2)')
xlabel('V(V)')
ylabel('P(W)')
legend('1000W/m^2 y 51,2°C','800W/m^2 y 46,8°C','EL1','600W/m^2 y
35,3°C','400W/m^2 y 21°C','200W/m^2 y 9,4°C','100W/m^2 y
5°C','EL2','EL1')
xlim([0 50])
ylim([0 400])
grid
    
```

9.1.10 Script acoplamiento electrolizador de agua para un día

```

function
[alpha_r, Ior, Rsr, alpha, Io, Isc, Ce, Rende, Pc, V, I, Ppv1, Npv, Ppv, Pel, Pel1, Ve
l, Iel, Scel, Qh, Pfc, SOC, Cum] = calculos_tabla_01_1

Pc =
[200,200,200,200,200,200,200,200,460,310,310,310,310,310,310,310,310,310,3
10,200,315,1015,415,420,420]
T =
[278,278,278,278,278,278,278,278,278,282.7,294.8,309.9,322.1,326.7,322
.1,309.9,294.8,282.7,278,278,278,278,278,278]
G = [0,0,0,0,0,0,0,0,0,95,345,655,905,1000,905,655,345,95,0,0,0,0,0,0]
% 6 ecuaciones:
uVoc = -0.13659;
Tr = 298;
Vocr = 47.1;
Eg = 1.12;
Ns = 72;
uIsc = 0.0044352;
Iscr = 9.24;
Imppr = 8.79;
Vmppr = 38.7;
    
```

```

Gr = 1000;
S = 4.83;
K = 27.80;
R = 0.15;
Eo = 1.40;
Npv = 24;
Nel = 18;
Rendel = 0.9;
Rendfc = 0.6;
tau = 96.5;
VCal = 33.554;

alpha_r = (uVoc*Tr - Voccr + Eg*Ns)/((uIsc*Tr)/Iscr - 3);
Ior = Iscr*exp(-Voccr/alpha_r);
Rsr = (alpha_r*log(1 - Imppr/Iscr) -Vmppr + Voccr)/Imppr;
alpha = alpha_r*(T./Tr);
Io = Ior.*((T./Tr).^3).*exp(((1 - (Tr./T))*Eg*Ns)./alpha);
Isc = (G./Gr).*(Iscr + uIsc*(T-Tr));

for i = 1:length(T)

if G(i) >= 0 && G(i) <= 1
    I(i) = 0;
    V(i) = 0;
else
    x0 = [2.934,31.559];
    x = fsolve(@(x) root2d(x, alpha(i), Isc(i), Io(i), Rsr, S, K, R, Eo), x0);
    I(i) = real(x(1));
    V(i) = real(x(2));
end
end

Ppv1 = V.*I;
Ppv = Ppv1.*Npv;
Pel1 = Ppv-Pc;
for i = 1:length(T)
if Pel1(i) <= 0
Pel(i) = 0;
else
    Pel(i) = Pel1(i);
end
end
Vel = V;
Iel = Pel./Vel;
Iel(isnan(Iel))=0;
Scel = S.*(Pel/Ppv1);
Qh = ((Nel*3.6*Rendel.*Iel)/tau);
Pfc1 =(Pc-Ppv);
for i = 1:length(T)
if Pfc1(i) <= 0
Pfc(i) = 0;
else
    Pfc(i) = Pfc1(i);
end
end
SumQh = sum(Qh);
SumPel = sum(Pel);
Ce=SumPel/SumQh;
Rende = VCal.*SumQh./SumPel;
SOC = ((Qh.*Rende.*Ce)-(Pfc./Rendfc));
Cum = cumsum(SOC);
    
```


end

```
function F = root2d(x, alpha, Isc, Io, Rsr, S, K, R, Eo)
```

```
F(1) = alpha*log((Isc - x(1))/Io + 1) - (x(1).*Rsr) - x(2);
```

```
J = x(1)/S;
```

```
F(2) = ((J + 2*K*(J*R + Eo) + (J.^2 + 4*K*Eo.*J).^0.5)./(2*K)) -  
(x(2)./18);
```

end

```
t = 0:1:23;
```

```
% Grafica 1 día:
```

```
% Pel
```

```
% Pc
```

```
% Ppv
```

```
figure(1)
```

```
bar(t, Ppv, 0.5)
```

```
hold on
```

```
bar(t, Pel, 0.5)
```

```
hold on
```

```
bar(t, Pc, 0.5)
```

```
hold off
```

```
grid on
```

```
xticks(0:1:23)
```

```
%Especificaciones del gráfico:
```

```
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA')
```

```
xlabel('t [h/día]')
```

```
ylabel('P [W]')
```

```
legend('PV', 'EL', 'C')
```

```
% Grafica 2 día:
```

```
% SOC
```

```
% Pfc
```

```
% Cum
```

```
figure(2)
```

```
%Eje izquierdo:
```

```
yyaxis left
```

```
bar(t, SOC, 0.5)
```

```
hold on
```

```
plot(t, Pfc, '-*')
```

```
hold off
```

```
ylabel('P [W]')
```

```
%Eje derecho:
```

```
yyaxis right
```

```
plot(t, Cum, '-o')
```

```
xticks(0:1:23)
```

```
%Especificaciones del gráfico:
```

```
ylabel('Cum [W h H_{2} / día]')
```

```
xlabel('t [h/día]')
```

```
legend('SOC', 'Pfc', 'Cum')
```

```
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA')
```

9.1.11 Script acoplamiento electrolizador de EtOH para un día

```

function
[alpha_r, Ior, Rsr, alpha, Io, Isc, Ce, Rende, Pc, V, I, Ppv1, Npv, Ppv, Pel, Pel1, Ve
l, Iel, Ssel, Qh, Pfc, SOC, Cum] = calculos_tabla01_2

Pc =
[200,200,200,200,200,200,200,200,200,460,310,310,310,310,310,310,310,310,310,310,310,310,315,1015,415,420,420]
T =
[278,278,278,278,278,278,278,278,278,278,282.7,294.8,309.9,322.1,326.7,322.1,309.9,294.8,282.7,278,278,278,278,278,278]
G = [0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,95,345,655,905,1000,905,655,345,95,0,0,0,0,0,0]
% 6 ecuaciones:
uVoc = -0.13659;
Tr = 298;
Vocr = 47.1;
Eg = 1.12;
Ns = 72;
uIsc = 0.0044352;
Iscr = 9.24;
Imppr = 8.79;
Vmppr = 38.7;
Gr = 1000;
S = 33.22;
K = 1.20;
R = 0.30;
Eo = 0.40;
Npv = 12;
Nel = 40;
Rendel = 0.9;
Rendfc = 0.6;
tau = 96.5;
VCal = 33.554;

alpha_r = (uVoc*Tr - Vocr + Eg*Ns)/((uIsc*Tr)/Iscr - 3);
Ior = Iscr*exp(-Vocr/alpha_r);
Rsr = (alpha_r*log(1 - Imppr/Iscr) -Vmppr + Vocr)/Imppr;
alpha = alpha_r*(T./Tr);
Io = Ior.*((T./Tr).^3).*exp(((1 - (Tr./T))*Eg*Ns)./alpha);
Isc = (G./Gr).*(Iscr + uIsc*(T-Tr));

for i = 1:length(T)

if G(i) >= 0 && G(i) <= 1
    I(i) = 0;
    V(i) = 0;
else
    x0 = [2.935,31.545];
    x = fsolve(@(x) root2d(x, alpha(i), Isc(i), Io(i), Rsr, S, K, R, Eo), x0);
    I(i) = real(x(1));
    V(i) = real(x(2));
end
end

Ppv1 = V.*I;
Ppv = Ppv1.*Npv;
Pel1 = Ppv-Pc;
for i = 1:length(T)
if Pel1(i) <= 0
    
```

```

Pel(i) = 0;
else
    Pel(i) = Pel1(i);
end
end
Vel = V;
Iel = Pel./Vel;
Iel(isnan(Iel))=0;
Scel = S.*(Pel/Ppv1);
Qh = ((Nel*3.6*Rendel.*Iel)/tau);
Pfc1 =(Pc-Ppv);
for i = 1:length(T)
if Pfc1(i) <= 0
Pfc(i) = 0;
else
    Pfc(i) = Pfc1(i);
end
end
SumQh = sum(Qh);
SumPel = sum(Pel);
Ce=SumPel/SumQh;
Rende = VCal.*SumQh./SumPel;
SOC = ((Qh.*Rende.*Ce)-(Pfc./Rendfc));
Cum = cumsum(SOC);
end

function F = root2d(x,alpha,Isc,Io,Rsr,S,K,R,Eo)

F(1) = alpha*log((Isc - x(1))/Io + 1)-(x(1).*Rsr)-x(2);

J = x(1)/S;
F(2) = ((J + 2*K*(J*R + Eo) + (J.^2 + 4*K*Eo.*J).^0.5)./(2*K)) -
(x(2)./40);

end



---



t = 0:1:23;

% Grafica 1 día:
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(1)
bar(t,Ppv,0.5)
hold on
bar(t,Pel,0.5)
hold on
bar(t,Pc,0.5)
hold off
grid on
xticks(0:1:23)

%Especificaciones del gráfico:
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL')
xlabel('t [h/día]')
ylabel('P [W]')
legend('PV','EL','C')
xticks(t)
    
```

```

% Grafica 2 día:
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(2)
%Eje izquierdo:
yyaxis left
bar(t,SOC,0.5)
hold on
plot(t,Pfc,'-*')
hold off
ylabel('P [W]')
%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t,Cum,'-o')
xticks(0:1:23)

%Especificaciones del gráfico:
ylabel('Cum [W h H_{2} / día]')
xlabel('t [h/día]')
legend('SOC', 'Pfc', 'Acumulativo')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL')
    
```

9.1.12 Script acoplamiento electrolizador de agua para 1 año

```

function
[SumPel, SumQh, alpha_r, Ior, Rsr, alpha, Io, Isc, Ce, Rende, Pc, V, I, Ppv1, Npv, Pp
v, Pel, Pell, Vel, Iel, Scel, Qh, Pfc, SOC, Cum] = calculos_tabla_01

[num,~,raw] = xlsread('Datos GT_C.xlsx');
G = num(:,2);
T = num(:,1) + 273; % K
Pc = num(:,4)';
% 6 ecuaciones:
uVoc = -0.13659;
Tr = 298;
Vocr = 47.1;
Eg = 1.12;
Ns = 72;
uIsc = 0.0044352;
Iscr = 9.24;
Imppr = 8.79;
Vmppr = 38.7;
Gr = 1000;
S = 4.83;
K = 27.80;
R = 0.15;
Eo = 1.40;
Npv = 24;
Nel = 18;
Rendel = 0.9;
Rendfc = 0.6;
tau = 96.5;
VCal = 33.554;

alpha_r = (uVoc*Tr - Vocr + Eg*Ns)/((uIsc*Tr)/Iscr - 3);
Ior = Iscr*exp(-Vocr/alpha_r);
Rsr = (alpha_r*log(1 - Imppr/Iscr) -Vmppr + Vocr)/Imppr;
alpha = alpha_r*(T./Tr);
    
```

```

Io = Ior.*((T./Tr).^3).*exp(((1 - (Tr./T))*Eg*Ns)./alpha);
Isc = (G./Gr).*(Iscr + (uIsc*(T-Tr)));

for i = 1:length(T)

if G(i) >= 0 && G(i) <= 4
    I(i) = 0;
    V(i) = 0;
else
    x0 = [2.934,31.559];
    x = fsolve(@(x)root2d(x,alpha(i),Isc(i),Io(i),Rsr,S,K,R,Eo),x0);
    I(i) = real(x(1));
    V(i) = real(x(2));
end
end
Ppv1 = V.*I;
Ppv = Ppv1.*Npv;
Pell = Ppv-Pc;
for i = 1:length(T)
if Pell(i) <= 0
Pel(i) = 0;
else
    Pel(i) = Pell(i);
end
end
Vel = V;
Iel = Pel./Vel;
Iel(isnan(Iel))=0;
Scel = S.*(Pel/Ppv1);
Qh = ((Nel*3.6*Rendel.*Iel)/tau);
Pfc1 =(Pc-Ppv);
for i = 1:length(T)
if Pfc1(i) <= 0
Pfc(i) = 0;
else
    Pfc(i) = Pfc1(i);
end
end
SumQh = sum(Qh);
SumPel = sum(Pel);
Ce=SumPel/SumQh;
Rende = VCal.*SumQh./SumPel;
SOC = ((Qh.*Rende.*Ce)-(Pfc./Rendfc));
Cum = cumsum(SOC);
end

function F = root2d(x,alpha,Isc,Io,Rsr,S,K,R,Eo)

F(1) = alpha*log((Isc - x(1))/Io + 1)-(x(1).*Rsr)-x(2);

J = x(1)/S;
F(2) = ((J + 2*K*(J*R + Eo) + (J.^2 + 4*K*Eo.*J).^0.5)./(2*K)) -
(x(2)./18);

end
    
```

9.1.12.1 Pv Pel C acoplamiento electrolizador de agua para 1 año

```

% Diai = 20/11/2017 11pm
% Diaf = 20/11/2018 10pm
% Dt = 1H
t1 = datetime(2017,11,20,23,0,0);
t2 = datetime(2018,11,20,22,0,0);
t = t1:(1/24):t2;

%PARA TODO EL AÑO
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(1)
bar(t,Ppv,0.5)
hold on
bar(t,Pel,0.5)
hold on
bar(t,Pc,0.5)
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA CON VISTA A 1
AÑO')
legend('Ppv','Pel','C')
hold off
grid on
ylabel('P(W)')
dateFormat = 'mmm yy';
datetick('x',dateFormat)

%PARA 1 MES - ENERO
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(2)
bar(t(986:1729),Ppv(986:1729),0.5)
hold on
bar(t(986:1729),Pel(986:1729),0.5)
hold on
bar(t(986:1729),Pc(986:1729),0.5)
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA ENERO 2018')
legend('Ppv','Pel','C')
hold off
grid on
ylabel('P(W)')
dateFormat1 = 'dd mmm';
datetick('x',dateFormat1)

%PARA 1 MES - JULIO
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(3)
bar(t(5331:6074),Ppv(5331:6074),0.5)
hold on
bar(t(5331:6074),Pel(5331:6074),0.5)
hold on
bar(t(5331:6074),Pc(5331:6074),0.5)
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA JULIO 2018')
legend('Ppv','Pel','C')
hold off
grid on
ylabel('P(W)')
    
```

```
dateFormat1 = 'dd mmm';
datetick('x',dateFormat1)
%21/01/2018
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(4)
bar(t(1466:1489),Ppv(1466:1489),0.5)
hold on
bar(t(1466:1489),Pel(1466:1489),0.5)
hold on
bar(t(1466:1489),Pc(1466:1489),0.5)
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA 21/01/2018')
legend('Ppv','Pel','C')
hold off
grid on
ylabel('P(W)')
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)

%21/04/2018
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(5)
bar(t(3626:3649),Ppv(3626:3649),0.5)
hold on
bar(t(3626:3649),Pel(3626:3649),0.5)
hold on
bar(t(3626:3649),Pc(3626:3649),0.5)
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA 21/04/2018')
legend('Ppv','Pel','C')
hold off
grid on
ylabel('P(W)')
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)

%21/07/2018
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(6)
bar(t(5810:5833),Ppv(5810:5833),0.5)
hold on
bar(t(5810:5833),Pel(5810:5833),0.5)
hold on
bar(t(5810:5833),Pc(5810:5833),0.5)
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA 21/07/2018')
legend('Ppv','Pel','C')
hold off
grid on
ylabel('P(W)')
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)
```

```

%21/10/2018
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(7)
bar(t(8018:8041),Ppv(8018:8041),0.5)
hold on
bar(t(8018:8041),Pel(8018:8041),0.5)
hold on
bar(t(8018:8041),Pc(8018:8041),0.5)
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA 21/10/2018')
legend('Ppv','Pel','C')
hold off
grid on
ylabel('P(W)')
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)

%Especificaciones del gráfico:
xlabel('t [h/día]')
    
```

9.1.12.2 SOC Ppf Cum acoplamiento electrolizador de agua para 1 año

```

% Diai = 20/11/2017 11pm
% Diaf = 20/11/2018 10pm
% Dt = 1H
t1 = datetime(2017,11,20,23,0,0);
t2 = datetime(2018,11,20,22,0,0);
t = t1:(1/24):t2;

%PARA TODO EL AÑO
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(1)
%Eje izquierdo:
yyaxis left
bar(t,SOC)
hold on
plot(t,Pfc)
hold off
ylabel('P [W]')
%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t,Cum)
ylabel('Cum [Wh H2/día]')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA CON VISTA A 1 AÑO')
legend('SOC','Ppf','Cum')
dateFormat1 = 'dd mmm';
datetick('x',dateFormat1)

%PARA 1 MES - ENERO
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(2)
%Eje izquierdo:
    
```



```

yyaxis left
bar(t(986:1729),SOC(986:1729),0.5)
hold on
plot(t(986:1729),Pfc(986:1729))
ylabel('P [W]')
hold off
%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t(986:1729),Cum(986:1729))
ylabel('Cum [Wh H2/día]')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA ENERO 2018')
legend('SOC','Ppf','Cum')
grid on
dateFormat1 = 'dd mmm';
datetick('x',dateFormat1)

%PARA 1 MES - JULIO
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(3)
%Eje izquierdo:
yyaxis left
bar(t(5331:6074),SOC(5331:6074),0.5)
hold on
plot(t(5331:6074),Pfc(5331:6074))
ylabel('P [W]')
hold off
%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t(5331:6074),Cum(5331:6074))
ylabel('Cum [Wh H2/día]')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA JULIO 2018')
legend('SOC','Ppf','Cum')
grid on
dateFormat1 = 'dd mmm';
datetick('x',dateFormat1)

%21/01/2018
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(4)
%Eje izquierdo:
yyaxis left
bar(t(1466:1489),SOC(1466:1489),0.5)
hold on
plot(t(1466:1489),Pfc(1466:1489))
ylabel('P [W]')
hold off
%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t(1466:1489),Cum(1466:1489))
ylabel('Cum [Wh H2/día]')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA 21/01/2018')
legend('SOC','Ppf','Cum')
grid on
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)

```

```
%21/04/2018
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(5)
%Eje izquierdo:
yyaxis left
bar(t(3626:3649),SOC(3626:3649),0.5)
hold on
plot(t(3626:3649),Pfc(3626:3649))
ylabel('P [W]')
hold off
%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t(3626:3649),Cum(3626:3649))
ylabel('Cum [Wh H2/día]')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA 21/04/2018')
legend('SOC','PpF','Cum')
grid on
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)
```

```
%21/07/2018
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(6)
%Eje izquierdo:
yyaxis left
bar(t(5810:5833),SOC(5810:5833),0.5)
hold on
plot(t(5810:5833),Pfc(5810:5833))
ylabel('P [W]')
hold off
%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t(5810:5833),Cum(5810:5833))
ylabel('Cum [Wh H2/día]')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA 21/07/2018')
legend('SOC','PpF','Cum')
grid on
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)
```

```
%21/10/2018
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(7)
%Eje izquierdo:
yyaxis left
bar(t(8018:8041),SOC(8018:8041),0.5)
hold on
plot(t(8018:8041),Pfc(8018:8041))
ylabel('P [W]')
hold off
%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t(8018:8041),Cum(8018:8041))
```

```

ylabel('Cum [Wh H2/día]')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE AGUA 21/10/2018')
legend('SOC', 'Ppf', 'Cum')
grid on
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x', dateFormat1)

```

```

%Especificaciones del gráfico:
xlabel('t [h/día]')

```

9.1.13 Script acoplamiento electrolizador de EtOH para 1 año

```

function
[SumPel, SumQh, alpha_r, Ior, Rsr, alpha, Io, Isc, Ce, Rende, Pc, V, I, Ppv1, Npv, Pp
v, Pel, Pell, Vel, Iel, Scel, Qh, Pfc, SOC, Cum] = calculos_tabla_02_2

[num,~,raw] = xlsread('Datos GT_C.xlsx');
G = num(:,2);
T = num(:,1) + 273; % K
Pc = num(:,4)';
% 6 ecuaciones:
uVoc = -0.13659;
Tr = 298;
Vocr = 47.1;
Eg = 1.12;
Ns = 72;
uIsc = 0.0044352;
Iscr = 9.24;
Imppr = 8.79;
Vmppr = 38.7;
Gr = 1000;
S = 33.22;
K = 1.20;
R = 0.30;
Eo = 0.40;
Npv = 12;
Nel = 40;
Rendel = 0.9;
Rendfc = 0.6;
tau = 96.5;
VCal = 33.554;

alpha_r = (uVoc*Tr - Vocr + Eg*Ns)/((uIsc*Tr)/Iscr -3);
Ior = Iscr*exp(-Vocr/alpha_r);
Rsr = (alpha_r*log(1 - Imppr/Iscr) -Vmppr + Vocr)/Imppr;
alpha = alpha_r*(T./Tr);
Io = Ior.*((T./Tr).^3).*exp(((1 - (Tr./T))*Eg*Ns)./alpha);
Isc = (G./Gr).*(Iscr + uIsc*(T-Tr));

for i = 1:length(T)

if G(i) >= 0 && G(i) <= 1
    I(i) = 0;
    V(i) = 0;
else
    x0 = [2.935,31.545];
    x = fsolve(@(x) root2d(x, alpha(i), Isc(i), Io(i), Rsr, S, K, R, Eo), x0);
    I(i) = real(x(1));
    V(i) = real(x(2));

```

```

end
end
Ppv1 = V.*I;
Ppv = Ppv1.*Npv;
Pel1 = Ppv-Pc;
for i = 1:length(T)
if Pel1(i) <= 0
Pel(i) = 0;
else
Pel(i) = Pel1(i);
end
end
Vel = V;
Iel = Pel./Vel;
Iel(isnan(Iel))=0;
Scel = S.*(Pel/Ppv1);
Qh = ((Nel*3.6*Rendel.*Iel)/tau);
Pfc1 =(Pc-Ppv);
for i = 1:length(T)
if Pfc1(i) <= 0
Pfc(i) = 0;
else
Pfc(i) = Pfc1(i);
end
end
SumQh = sum(Qh);
SumPel = sum(Pel);
Ce=SumPel/SumQh;
Rende = VCal.*SumQh./SumPel;
SOC = ((Qh.*Rende.*Ce)-(Pfc./Rendfc));
Cum = cumsum(SOC);
end

function F = root2d(x,alpha,Isc,Io,Rsr,S,K,R,Eo)

F(1) = alpha*log((Isc - x(1))/Io + 1)-(x(1).*Rsr)-x(2);

J = x(1)/S;
F(2) = ((J + 2*K*(J*R + Eo) + (J.^2 + 4*K*Eo.*J).^0.5)./(2*K)) -
(x(2)./40);

End

```

9.1.13.1 Pv Pel C acoplamiento electrolizador EtOH para 1 año

```

% Diai = 20/11/2017 11pm
% Diaf = 20/11/2018 10pm
% Dt = 1H
t1 = datetime(2017,11,20,23,0,0);
t2 = datetime(2018,11,20,22,0,0);
t = t1:(1/24):t2;

%PARA TODO EL AÑO
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(1)
bar(t,Ppv,0.5)
hold on

```

```

bar(t, Pel, 0.5)
hold on
bar(t, Pc, 0.5)
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL CON VISTA A 1
AÑO')
legend('Ppv', 'Pel', 'C')
ylabel('P(W)')
xlabel('t [h/día]')
hold off
grid on

dateFormat = 'mmm yy';
datetick('x', dateFormat)

%PARA 1 MES - ENERO
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(2)
bar(t(986:1729), Ppv(986:1729), 0.5)
hold on
bar(t(986:1729), Pel(986:1729), 0.5)
hold on
bar(t(986:1729), Pc(986:1729), 0.5)
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL ENERO 2018')
legend('Ppv', 'Pel', 'C')
ylabel('P(W)')
xlabel('t [h/día]')
hold off
grid on

dateFormat1 = 'dd';
datetick('x', dateFormat1)

%PARA 1 MES - JULIO
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(3)
bar(t(5331:6074), Ppv(5331:6074), 0.5)
hold on
bar(t(5331:6074), Pel(5331:6074), 0.5)
hold on
bar(t(5331:6074), Pc(5331:6074), 0.5)
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL JULIO 2018')
legend('Ppv', 'Pel', 'C')
ylabel('P(W)')
xlabel('t [h/día]')
hold off
grid on

dateFormat1 = 'dd';
datetick('x', dateFormat1)

%21/01/2018
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(4)

```

```

bar(t(1466:1489), Ppv(1466:1489), 0.5)
hold on
bar(t(1466:1489), Pel(1466:1489), 0.5)
hold on
bar(t(1466:1489), Pc(1466:1489), 0.5)
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL 21/01/2018')
legend('Ppv', 'Pel', 'C')
ylabel('P(W)')
xlabel('t [h/día]')
hold off
grid on
    
```

```

dateFormat1 = 'HH';
datetick('x', dateFormat1)
    
```

```

%21/04/2018
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(5)
bar(t(3626:3649), Ppv(3626:3649), 0.5)
hold on
bar(t(3626:3649), Pel(3626:3649), 0.5)
hold on
bar(t(3626:3649), Pc(3626:3649), 0.5)
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL 21/04/2018')
legend('Ppv', 'Pel', 'C')
ylabel('P(W)')
xlabel('t [h/día]')
hold off
grid on
    
```

```

dateFormat1 = 'HH';
datetick('x', dateFormat1)
    
```

```

%21/07/2018
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(6)
bar(t(5810:5833), Ppv(5810:5833), 0.5)
hold on
bar(t(5810:5833), Pel(5810:5833), 0.5)
hold on
bar(t(5810:5833), Pc(5810:5833), 0.5)
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL 21/07/2018')
legend('Ppv', 'Pel', 'C')
ylabel('P(W)')
xlabel('t [h/día]')
hold off
grid on
    
```

```

dateFormat1 = 'HH';
datetick('x', dateFormat1)
    
```

```

%21/10/2018
% Pel
% Pc
% Ppv
figure(7)
bar(t(8018:8041),Ppv(8018:8041),0.5)
hold on
bar(t(8018:8041),Pel(8018:8041),0.5)
hold on
bar(t(8018:8041),Pc(8018:8041),0.5)
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL 21/10/2018')
legend('Ppv','Pel','C')
ylabel('P[W]')
xlabel('t [h/día]')
hold off
grid on

dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)
    
```

```

%Especificaciones del gráfico:
xlabel('t [h/día]')
    
```

9.1.13.2 SOC Ppf Cum acoplamiento electrolizador EtOH para 1 año

```

% Diai = 20/11/2017 11pm
% Diaf = 20/11/2018 10pm
% Dt = 1H
t1 = datetime(2017,11,20,23,0,0);
t2 = datetime(2018,11,20,22,0,0);
t = t1:(1/24):t2;

%PARA TODO EL AÑO
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(1)
%Eje izquierdo:
yyaxis left
bar(t,SOC)
hold on
plot(t,Pfc)
hold off
ylabel('P [W]')
%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t,Cum)
ylabel('Cum [Wh H2/día]')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL CON VISTA A 1 AÑO')
legend('SOC','Ppf','Cum')
xlabel('t [h/día]')
grid on
dateFormat1 = 'dd mmm';
datetick('x',dateFormat1)
    
```

```

%PARA 1 MES - ENERO
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(2)
%Eje izquierdo:
yyaxis left
bar(t(986:1729),SOC(986:1729),0.5)
hold on
plot(t(986:1729),Pfc(986:1729))
ylabel('P [W]')
hold off
%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t(986:1729),Cum(986:1729))
ylabel('Cum [Wh H2/día]')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL ENERO 2018')
legend('SOC','Ppf','Cum')
xlabel('t [h/día]')
grid on
dateFormat1 = 'dd';
datetick('x',dateFormat1)
    
```

```

%PARA 1 MES - JULIO
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(3)
%Eje izquierdo:
yyaxis left
bar(t(5331:6074),SOC(5331:6074),0.5)
hold on
plot(t(5331:6074),Pfc(5331:6074))
ylabel('P [W]')
hold off
%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t(5331:6074),Cum(5331:6074))
ylabel('Cum [Wh H2/día]')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL JULIO 2018')
legend('SOC','Ppf','Cum')
xlabel('t [h/día]')
grid on
dateFormat1 = 'dd';
datetick('x',dateFormat1)
    
```

```

%21/01/2018
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(4)
%Eje izquierdo:
yyaxis left
bar(t(1466:1489),SOC(1466:1489),0.5)
hold on
plot(t(1466:1489),Pfc(1466:1489))
ylabel('P [W]')
hold off
    
```



```

%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t(1466:1489),Cum(1466:1489))
ylabel('Cum [Wh H2/día]')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL 21/01/2018')
legend('SOC','Ppf','Cum')
xlabel('t [h/día]')
grid on
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)
    
```

```

%21/04/2018
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(5)
%Eje izquierdo:
yyaxis left
bar(t(3626:3649),SOC(3626:3649),0.5)
hold on
plot(t(3626:3649),Pfc(3626:3649))
ylabel('P [W]')
hold off
%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t(3626:3649),Cum(3626:3649))
ylabel('Cum [Wh H2/día]')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL 21/04/2018')
legend('SOC','Ppf','Cum')
xlabel('t [h/día]')
grid on
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)
    
```

```

%21/07/2018
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(6)
%Eje izquierdo:
yyaxis left
bar(t(5810:5833),SOC(5810:5833),0.5)
hold on
plot(t(5810:5833),Pfc(5810:5833))
ylabel('P [W]')
hold off
%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t(5810:5833),Cum(5810:5833))
ylabel('Cum [Wh H2/día]')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL 21/07/2018')
legend('SOC','Ppf','Cum')
xlabel('t [h/día]')
grid on
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)
    
```

```

%21/10/2018
% SOC
% Pfc
% Cum
figure(7)
%Eje izquierdo:
yyaxis left
bar(t(8018:8041),SOC(8018:8041),0.5)
hold on
plot(t(8018:8041),Pfc(8018:8041))
ylabel('P [W]')
hold off
%Eje derecho:
yyaxis right
plot(t(8018:8041),Cum(8018:8041))
ylabel('Cum [Wh H2/día]')
title('SIMULACIÓN PARA ACOPLAR ELECTROLIZADOR DE ETANOL 21/10/2018')
legend('SOC','Ppf','Cum')
xlabel('t [h/día]')
grid on
dateFormat1 = 'HH';
datetick('x',dateFormat1)

%Especificaciones del gráfico:
xlabel('t [h/día]')
    
```

9.1.14 Script curvas I-V artículo Renewable Energy

```

clc
V = out.V;
I = out.I;
V = V.Data;
I = I.Data;

for i = 1:6
    buscar_val_mz = V(:,i) < 0; % busca los indices de vector V de val.
    negativo. por columnas
    vp = V(:,i);
    Ip=I;
    vp(buscar_val_mz) = [];
    Ip(buscar_val_mz) = [];
    plot(vp,Ip)
    hold on
end
grid
    
```

9.1.15 Script curva características del electrolizador de EtOH - Renewable Energy

```

clc
V2 = out.VOLTAJE2;
J2 = out.J2;
V2 = V2.Data;
J2 = J2.Data;
plot(J2,V2);
grid
    
```

9.1.16 Script acoplamiento PV-EL al MPP - Renewable Energy

```

clc
I= out.I;
V = out.V;
V1 = out.VOLTAJE1;
V2 = out.VOLTAJE2;
P = out.P;
P1 = out.P1;
P2 = out.P2;
I=I.Data;
V = V.Data;
V1 = V1.Data;
V2 = V2.Data;
P = P.Data;
P1 = P1.Data;
P2 = P2.Data;

buscar_val_mz = V< 0;
Vp = V;
Vp(buscar_val_mz) = [];
Ip= I;
Ip(buscar_val_mz) = [];
Pp= P;
Pp(buscar_val_mz) = [];

plotyy(Vp, Ip, Vp, Pp)
hold on
plot(V1, I, V2, I)
grid
    
```

9.1.17 Script acoplamiento PV-EL para distintas condiciones- Renewable Energy

```

clc
V = out.V;
V1 = out.VOLTAJE1;
V2 = out.VOLTAJE2;
P = out.P;
P1 = out.P1;
P2 = out.P2;
V = V.Data;
V1 = V1.Data;
V2 = V2.Data;
P = P.Data;
P1 = P1.Data;
P2 = P2.Data;

for i = 1:6
buscar_val_mz = V(:,i) < 0; % busca los indices de vector V de val.
negativo. por columnas
vp = V(:,i);
Pp=P(:,i);
vp(buscar_val_mz) = [];
Pp(buscar_val_mz) = [];
plot(vp, Pp, V1, P1, V2, P2)
hold on
end
grid
    
```

9.1.18 Análisis de viabilidad acople PV-EL convergente en MPP para electrólisis convencional

```

clc
V = out.V;
V1 = out.VOLTAJE1;
V2 = out.VOLTAJE2;
V3 = out.VOLTAJE3;
P = out.P;
P1 = out.P1;
P2 = out.P2;
P3 = out.P3;
V = V.Data;
V1 = V1.Data;
V2 = V2.Data;
V3 = V3.Data;
P = P.Data;
P1 = P1.Data;
P2 = P2.Data;
P3 = P3.Data;

for i = 1:6
    buscar_val_mz = V(:,i) < 0; % busca los indices de vector V de val.
    negativo. por columnas
    vp = V(:,i);
    Pp=P(:,i);
    vp(buscar_val_mz) = [];
    Pp(buscar_val_mz) = [];
    plot(vp,Pp)
    hold on
end
hold on
plot(V1,P1,'--')
hold on
plot(V2,P2,'-.')
hold on
plot(V3,P3,':')
hold off

title('Electrolizadores de agua acoplados a los PF con diferentes n°s
y areas de electrodos')
xlabel('V(V)')
ylabel('P(W)')
legend('G=1000W/m^2','G=800W/m^2','G=600W/m^2','G=400W/m^2','G=200W/m^
2','G=100W/m^2','EL0','EL1','EL2')
xlim([0 50])
ylim([0 400])
grid
    
```

9.1.1 Análisis de viabilidad acople PV-EL NO convergente en MPP para electrólisis convencional

```

clc
V = out.V;
V1 = out.VOLTAJE1;
V2 = out.VOLTAJE2;
V3 = out.VOLTAJE3;
P = out.P;
P1 = out.P1;
P2 = out.P2;
P3 = out.P3;
V = V.Data;
V1 = V1.Data;
V2 = V2.Data;
V3 = V3.Data;
P = P.Data;
P1 = P1.Data;
P2 = P2.Data;
P3 = P3.Data;

for i = 1:6
    buscar_val_mz = V(:,i) < 0; % busca los indices de vector V de val.
    negativo. por columnas
    vp = V(:,i);
    Pp=P(:,i);
    vp(buscar_val_mz) = [];
    Pp(buscar_val_mz) = [];
    plot(vp,Pp)
    hold on
end
hold on
plot(V1,P1,'--')
hold on
plot(V2,P2,'-.')
hold on
plot(V3,P3,':')
hold off

title('Electrolizadores de agua acoplados a los PF con diferentes n°s
de células de igual área de electrodos')
xlabel('V(V)')
ylabel('P(W)')
legend('G=1000W/m^2','G=800W/m^2','G=600W/m^2','G=400W/m^2','G=200W/m^
2','G=100W/m^2','EL0','EL3','EL4')
xlim([0 50])
ylim([0 400])
grid
    
```

9.1.2 Análisis de viabilidad acople PV-EL convergente en MPP para electrólisis de EtOH

```

clc

V = out.V;
V1 = out.VOLTAJE1;
V2 = out.VOLTAJE2;
V3 = out.VOLTAJE3;
    
```

```

P = out.P;
P1 = out.P1;
P2 = out.P2;
P3 = out.P3;
V = V.Data;
V1 = V1.Data;
V2 = V2.Data;
V3 = V3.Data;
P = P.Data;
P1 = P1.Data;
P2 = P2.Data;
P3 = P3.Data;

for i = 1:6
    buscar_val_mz = V(:,i) < 0; % busca los indices de vector V de val.
    negativo. por columnas
    vp = V(:,i);
    Pp=P(:,i);
    vp(buscar_val_mz) = [];
    Pp(buscar_val_mz) = [];
    plot(vp,Pp)
    hold on
end
hold on
plot(V1,P1,'--')
hold on
plot(V2,P2,'-.')
hold on
plot(V3,P3,':')
hold off

title('Electrolizadores de reformado de etanol acoplados a los PF con
diferentes n°s y areas de electrodos')
xlabel('V(V)')
ylabel('P(W)')
legend('G=1000W/m^2','G=800W/m^2','G=600W/m^2','G=400W/m^2','G=200W/m^
2','G=100W/m^2','EL0','EL1','EL2')
xlim([0 50])
ylim([0 400])
grid
    
```

9.1.3 Análisis de viabilidad acople PV-EL NO convergente en MPP para electrólisis de EtOH

Clc

```

V = out.V;
V1 = out.VOLTAJE1;
V2 = out.VOLTAJE2;
V3 = out.VOLTAJE3;
P = out.P;
P1 = out.P1;
P2 = out.P2;
P3 = out.P3;
V = V.Data;
V1 = V1.Data;
V2 = V2.Data;
V3 = V3.Data;
P = P.Data;
    
```

```
P1 = P1.Data;
P2 = P2.Data;
P3 = P3.Data;

for i = 1:6
    buscar_val_mz = V(:,i) < 0; % busca los indices de vector V de val.
    negativo. por columnas
    vp = V(:,i);
    Pp=P(:,i);
    vp(buscar_val_mz) = [];
    Pp(buscar_val_mz) = [];
    plot(vp,Pp)
    hold on
end
hold on
plot(V1,P1,'--')
hold on
plot(V2,P2,'-.')
hold on
plot(V3,P3,':')
hold off

title('Electrolizadores de reformado de etanol acoplados a los PF con
diferentes n°s de células de igual área de electrodos')
xlabel('V(V)')
ylabel('P(W)')
legend('G=1000W/m^2','G=800W/m^2','G=600W/m^2','G=400W/m^2','G=200W/m^
2','G=100W/m^2','EL0','EL3','EL4')
xlim([0 50])
ylim([0 400])
grid
```