

Trabajo Fin de Máster

Máster en Ingeniería Industrial

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para abastecer a una vivienda

Autor: Salvador Delgado Fernández

Tutor: Manuel Felipe Rosa Iglesias

Dep. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2018



Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno
como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para
abastecer a una vivienda

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno
como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para
abastecer a una vivienda

Trabajo Fin de Máster
Master en Ingeniería Industrial

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para abastecer a una vivienda

Autor:

Salvador Delgado Fernández

Tutor:

Manuel Felipe Rosa Iglesias

Profesor titular

Dep. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para abastecer a una vivienda

Trabajo Fin de Master: Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para abastecer a una vivienda

Autor: Salvador Delgado Fernández

Tutor: Manuel Felipe Rosa Iglesias

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno
como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para
abastecer a una vivienda

AGRADECIMIENTOS

Aunque solo vaya a citar a unos pocos, son a muchos; y por un sinfín de motivos, a los que debería dar las gracias durante esta primera etapa académica de formación como ingeniero.

Primero, agradecer a Felipe Rosa que vuelva a tutorizarme un trabajo; y como ya ocurrió anteriormente, allanarme la elaboración de este.

Destacar de forma especial a mis padres, por el sacrificio y su apoyo incondicional, facilitándome tanto el camino.

Y en último lugar, no menos importante por ello; a ella, por saber cómo alegrarme este último empujón.

De nuevo, mi más sincera gratitud.

RESUMEN

Los modelos energéticos actuales no son sostenibles; la dependencia a los combustibles fósiles, el crecimiento demográfico y el desarrollo de nuevas economías, son el caldo de cultivo de una nueva crisis energéticas. Las nuevas regulaciones ambientales y política energética reflejan la preocupación actual de los gobiernos respecto al futuro energético y son muchos los cambios que sobrevienen en los años venideros.

En el nuevo paradigma energético el hidrógeno jugará un papel destacado como vector del futuro, su capacidad para paliar la intermitencia de las energías renovables junto con su versatilidad para producirlo o consumirlo, le hacen el complemento perfecto en un sistema con protagonismo de las energías renovables.

Entre los distintos sectores de consumo, el sector residencial conlleva una porción nada desestimable del consumo energético global. Una producción descentralizada basada en energías renovables es una de las muchas opciones que se baraja. Poder abastecer una vivienda a partir de una fuente renovable con un sistema de apoyo basado en el hidrógeno, que asegure el acceso y cobertura energética, es una opción plausible en el futuro. Hoy por hoy el coste y la eficiencia de los sistemas híbridos se sitúa por debajo de lo deseable; pero una producción de escala de estos elementos, la posibilidad de cogeneración en el uso de pilas de combustible junto a la evolución de los materiales, harán que precio y eficiencia sean lo suficientemente aceptable para abastecer parte del sector residencial, reduciendo el impacto ambiental y descarbonizando parte del consumo energético global.

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno
como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para
abastecer a una vivienda

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	vii
RESUMEN	ix
ÍNDICE	xi
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xv
1 OBJETIVOS	1
1.1 Introducción	1
1.2 Objetivos	1
2 ANTECEDENTES Y REVISION BIBLIOGRÁFICA	2
2.1 Panorama energético	2
2.2 Consumo energético en el sector residencial	12
2.3 Hidrógeno	15
3 DESCRIPCIÓN EQUIPOS	21
3.1 Generador fotovoltaico	21
3.2 Sistemas de almacenamiento	23
3.2.1 Baterías	26
3.2.2 Hidrógeno	28
3.3 Electrolizador	30
3.4 Pila de Combustible	32
3.5 Regulador de carga e inversores	36
4 METODOLOGÍA	37
4.1 Caso de estudio	37
4.1.1 Antecedentes.....	37
4.1.2 Análisis de la demanda eléctrica de la vivienda.....	37
4.1.3 Caracterización del recurso solar	39
4.1.4 Configuración del sistema	40
4.2 Modelos Matemáticos Adoptados	41
4.2.1 Generador fotovoltaico	41
4.2.2 Batería.....	42
4.2.3 Electrolizador PEM	44
4.2.4 Tanque de hidrógeno	51

4.2.5	<i>Pila de combustible</i>	51
4.2.6	<i>Inversor y seguidor del punto de máxima potencia</i>	52
4.2.7	<i>Rendimientos del sistema</i>	52
5	ANÁLISIS	56
5.1	Caso base	56
5.1.1	<i>Objetivos</i>	56
5.1.2	<i>Modelos comerciales</i>	56
5.1.3	<i>Dimensionamiento del caso base</i>	57
5.2	Caso de estudio	61
5.2.1	<i>Objetivos</i>	61
5.2.2	<i>Modelos comerciales</i>	64
5.2.3	<i>Dimensionamiento del caso de estudio</i>	64
5.3	Resultados	68
5.3.1	<i>Caso base</i>	68
5.3.2	<i>Caso de estudio</i>	76
6	CONCLUSIONES	86
7	ANEXO I. Demanda Horaria de la Vivienda	89
8	ANEXO II. Inclinación del Generador FV	92
9	ANEXO III. Esquema de la Configuración del Sistema	94
10	ANEXO IV. Catálogos Comerciales	95
	Módulo Fotovoltaico	95
	Batería.....	96
	Regulador de Carga	98
	Inversor	99
	Electrolizador.....	100
	Pila de Combustible.....	101
11	ANEXO V. Código EES	102
	BIBLIOGRAFÍA	110

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Crecimiento anual promedio de la demanda de energía por combustible (IEA, 2017).	3
Figura 2.2. Evolución de las emisiones globales de CO ₂ procedentes de la producción y consumo energético entre 2000-2017 (IEA, 2017).....	5
Figura 2.3. Cambio en las emisiones de CO ₂ en 2017 por regiones (IEA, 2017).....	6
Figura 2.4. Evolución del crecimiento global promedio anual en la demanda de petróleo (IEA, 2017).	7
Figura 2.5. Crecimiento promedio anual en la demanda de gas según su origen (IEA, 2017)...	9
Figura 2.6. Crecimiento promedio anual y previsiones futuras en generación de energía base a partir de energía renovable (IEA, 2017).....	10
Figura 2.7. Generación de energía por fuentes 2016-2017 (IEA, 2017).	11
Figura 2.8. Consumo de energía final en porcentaje por sectores EU-28 2015 (Bertoldi P., 2018)	13
Figura 2.9. Consumo de energía final por sectores EU-28 2015 (Bertoldi P., 2018).....	13
Figura 2.10. Cobertura del consumo de energía final en el sector residencial en porcentaje por fuentes de energía 2000-2015 (Bertoldi P., 2018).....	14
Figura 2.11. Evolución y proyección del consumo energético [BTU] por sector (EIA, 2018) ..	14
Figura 2.12. Porcentaje de crecimiento del uso de la electricidad y uso final de la electricidad por sector (EIA, 2018).....	15
Figura 2.13. Hidrógeno como vector energético y sus aplicaciones (IEA, 2018).....	19
Figura 2.14. Esquema de producción y demanda de hidrogeno (Pino F. J., 2010).....	20
Figura 3.1. Representación del precio del módulo fotovoltaico frente al acumulado de la capacidad instalada global entre 1976 y 2016 (Lafond F.,2017).	21
Figura 3.2. Consumo de energía solar fotovoltaica por región (BP, 2017).....	23
Figura 3.3. Evolución de la eficiencia de las células fotovoltaicas en función de las tecnologías.	24
Figura 3.4. Costes de inversión por unidad de potencia y de energía (López E. M., 2013).....	25
Figura 3.5. Potencia nominal, capacidad y tiempo de carga/descarga para diferentes tecnologías de almacenamiento (Bignucolo F., 2017).....	25
Figura 3.6. La celda galvánica o celda voltaica.....	26
Figura 3.7. Batería plomo-acido y reacciones (Cejudo N., 2016).....	28
Figura 3.8. Diagrama Densidad-Temperatura en la compresión del hidrógeno para un almacenamiento físico (BMW GROUP, 2012).....	29
Figura 3.9. Principio de operación y esquema básico de la célula electrolítica de un electrolizador PEM (García-Valverde R.- Optimized method for photovoltaic-water electrolyser direct Coupling, 2011)	31
Figura 3.10. Esquema de funcionamiento de una celda de pila de combustible (Martínez J. J., 2005)	33
Figura 3.11. Esquema del stack de una pila de combustible (Valverde L., 2013).....	35
Figura 4.1. Perfil de Demanda Eléctrica Anual de la Vivienda	39
Figura 4.2. Año meteorológico tipo para orientación sur e inclinación 30°	39
Figura 4.3. Año meteorológico tipo para orientación sur e inclinación 60°	40

<i>Figura 4.4. Voltaje de las semi reacciones en los electrodos de una celda electrolítica tipo PEM (García-Valverde R., 2011).....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 5.1. (1) Diagrama de flujo - Programa Caso Base.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 5.2. (2) Diagrama de flujo - Programa Caso Base.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 5.3. (3) Diagrama de flujo - Programa Caso Base.....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 5.4. Diagrama de Flujo – Caso de Estudio.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 5.5. Tendencia SOC-12PV. Inclinación 20°.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 5.6. Tendencia SOC-13PV. Inclinación 20°.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 5.7. SOC-13PV. Inclinación 20°.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 5.8. Tendencia SOC-12PV. Inclinación 35°.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 5.9. Tendencia SOC-13PV. Inclinación 35°.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 5.10. SOC-13PV. Inclinación 35°.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 5.11. Tendencia SOC-14PV. Inclinación 60°.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 5.12. SOC-14PV. Inclinación 60°.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 5.13. Tendencia SOC-15PV. Inclinación 60°.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 5.14. (1) Evolución SOC, 20°. Caso de Estudio.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 5.15. (2) Evolución SOC, 20°. Caso de Estudio.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 5.16. (3) Evolución SOC, 20°. Caso de Estudio.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 5.17. (1) Evolución del hidrógeno para las 3 capacidades. Inclinación 20°.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 5.18. (2) Evolución del hidrógeno para las 3 capacidades. Inclinación 20°.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 5.19. Evolución SOC, caso extremo. Inclinación 20°.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 5.20. (1) Evolución hidrógeno disponible, caso extremo. Inclinación 20°.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 5.21. (2) Evolución hidrógeno disponible, caso extremo. Inclinación 20°.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 5.22. (1) Evolución SOC, 35°. Caso de Estudio.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 5.23. (2) Evolución SOC, 35°. Caso de Estudio.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 5.24. (1) Evolución del hidrógeno para las 3 capacidades. Inclinación 35°.....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 5.25. (2) Evolución del hidrógeno para las 3 capacidades. Inclinación 35°.....</i>	<i>83</i>
<i>Figura 5.26. (1) Evolución SOC, 60°. Caso de Estudio.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 5.27. (2) Evolución SOC, 60°. Caso de Estudio.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 5.28. Evolución del hidrógeno para las 3 capacidades. Inclinación 35°.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 7.1. Desarrollo para la obtención de la demanda horaria anual de la vivienda.....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 10.1. Catálogo Comercial - Generador Fotovoltaico.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 10.2. Catálogo Comercial - Baterías.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 10.3. Catálogo Comercial - Regulador de Carga.....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 10.4. Catálogo Comercial – Inversor.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 10.5. Catálogo Comercial - Electrolizador.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 10.6. Catálogo Comercial - Pila de Combustible.....</i>	<i>101</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 3.1. Comparativa de características de tecnología de baterías recargables (Valverde L., 2013)</i>	<i>27</i>
<i>Tabla 3.2. Principales características de los sistemas AEC, PEM y SOEC (Schmidt O., 2017) 31</i>	
<i>Tabla 3.3. Comparación entre los distintos tipos de pilas de combustible (Martínez R., 2016) 33</i>	
<i>Tabla 4.1. Estimación de consumos diarios de la vivienda</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 5.4. Tabla de trabajo para el caso base.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 5.5. Tabla de trabajo para el caso de estudio.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 7.1. Estimación de consumos de la vivienda.....</i>	<i>91</i>

1 OBJETIVOS

1.1 Introducción

Los modelos energéticos actuales no son sostenibles y la sociedad es consciente de ello. Las nuevas regulaciones ambientales reflejan la preocupación actual de los gobiernos respecto al futuro energético y son muchos los cambios que sobrevienen en los años venideros.

La transición energética es un proceso que se viene trabajando desde hace años y no va a irrumpir de un momento a otro, más bien es un proceso gradual. Las energías renovables y la eficiencia son los mecanismos fundamentales para llevar adelante una transición sostenible, descarbonizada con mayor presencia de las energías renovables.

El hidrógeno jugará un papel destacado en esta transición como vector del futuro. Queda en manos de la industria y las políticas gubernamentales ofrecer aparatos altamente eficientes que consigan mejorar la eficiencia energética.

Entre los distintos frentes de ataque, el sector residencial conlleva una porción nada desestimable del consumo energético global. Una producción descentralizada basada en energías renovables es una de las muchas opciones que se baraja; siendo el hidrógeno un complemento ideal para este posible escenario, diluyendo las intermitencias de la producción renovable y asegurando la accesibilidad energética de los consumidores con un impacto medioambiental prácticamente nulo.

1.2 Objetivos

Asumiendo el elevado coste de las tecnologías del hidrógeno, en este trabajo se marca como objetivo analizar la viabilidad técnica de la conversión de un sistema fotovoltaico autónomo a un sistema híbrido; añadiendo un electrolizador, un sistema de almacenamiento de hidrógeno y una pila de combustible.

Se ha hecho un análisis en base a distintas inclinaciones del generador fotovoltaico y distintas capacidades para la batería, partiendo de un caso base (generador fotovoltaico y baterías) hacia un caso de estudio (generador fotovoltaico, baterías y soporte de hidrógeno).

Se parte de la hipotética demanda anual de una vivienda situada en el sur de España, más específicamente en Sevilla y un año meteorológico tipo promedio de la misma ciudad. Modelizando cada elemento por separado y desarrollando un programa para la gestión de la energía necesaria para cubrir la demanda de la vivienda en el software “*Engineering Equation Solver*”. Al no ser datos estrictamente empíricos, no es objeto de este trabajo la exactitud numérica del análisis, sino en trazos más gruesos, esclarecer las tendencias de comportamiento del sistema.

2 ANTECEDENTES Y REVISION BIBLIOGRÁFICA

2.1 Panorama energético

El paradigma energético mundial da signos evidentes de su anquilosamiento. Los modelos energéticos actuales no son sostenibles y la sociedad es consciente de ello. Las nuevas regulaciones ambientales reflejan la preocupación actual de los gobiernos respecto al futuro energético y son muchos los cambios que sobrevienen en los años venideros.

La transición energética es un proceso que se viene trabajando desde hace años y no va a irrumpir de un momento a otro, más bien es un proceso gradual, aunque si es cierto que a raíz del Acuerdo de Paris y los actuales datos que manejan los distintos organismos gubernamentales y privados, se observa una mayor actividad de materias en línea con la transición energética.

Para proporcionar al lector una visión de conjunto actual sobre el panorama energético y poner en relieve la importancia de las energías renovables y el nicho emergente para las tecnologías del hidrogeno, se van a enumerar los aspectos más primordiales del panorama actual, exponiendo su situación actual y un posible escenario futuro.

• AUMENTO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA Y EL CRECIMIENTO DEMOGRÁFICO

Que el aumento de la demanda energético vaya anexionado a un crecimiento demográfico es un vínculo evidente. Por lo tanto, resulta interesante consultar las previsiones demográficas como primer paso del análisis de la demanda energética.

Desde el Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de la ONU, en el informe "*Revisión a 2018 de las Perspectivas de Urbanización Mundial*", se estima que la población residente en áreas urbanas habrá sumado 2.500 millones de personas en todo el mundo en 2050, hasta representar el 68 %, y ese incremento se concentrará en Asia y África, entre los que la ONU destacó a la India, China y Nigeria. A su vez la población aumentará desde los 7600 millones actuales hasta los 9000 millones en 2040. De todo ello se puede descifrar que la cobertura de las necesidades energéticas y la seguridad de acceso a la energía a esta nueva porción poblacional de los núcleos urbanos repercutirá notoriamente en la demanda eléctrica.

Según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía, esto se traducirá un aumento del 30% hasta 2040 en las necesidades energéticas (para dotar al lector un orden de magnitud, equivale como añadir otra China y otra India a la demanda actual).

Gran parte de este crecimiento se concentra en países con una economía en expansión en primera estancia, seguido de países en vías de desarrollo, que tendrán un

peso importante en el nuevo paradigma energético. Cabe destacar el peculiar papel que jugará China en todo ello; se analizará de forma individual posteriormente.

Retomando las previsiones realizadas por la IEA, en línea con lo expuesto en el párrafo anterior; se espera por ejemplo que la mayor contribución al crecimiento de la demanda –casi un 30%– provendrá de la India; sin embargo, previsiones sobre su porcentaje en el uso energético mundial lo sitúan en torno al 11% para 2040, un valor todavía por debajo de su proporción en la población mundial prevista, un 18%, lo que deja prever que la tasa de estos países en la demanda energética global aun tendrá que aumentar. En general, los países en desarrollo de Asia representan dos tercios del crecimiento energético mundial y el resto proviene principalmente de Oriente Medio, África y Latinoamérica. Esto no significa que el consumo decaiga de forma abrupta en las economías más avanzadas, sencillamente supone que otros países y economías empiezan a precisar de una mayor cobertura energética.

Una vez analizadas las previsiones futuras se va a tratar la situación actual de la demanda energética. La demandan energética global ha aumentado (figura 2.1), según la Agencia Internacional de la Energía, un 2.1% en 2017, dos veces más que la tasa de crecimiento en 2016 acorde a las estimaciones preliminares. La demanda global de energía ha alcanzado en 2017 los 14 050 millones de toneladas equivalente de petróleo, comparada con los 10 035 millones de toneladas equivalente de petróleo en el año 2000.

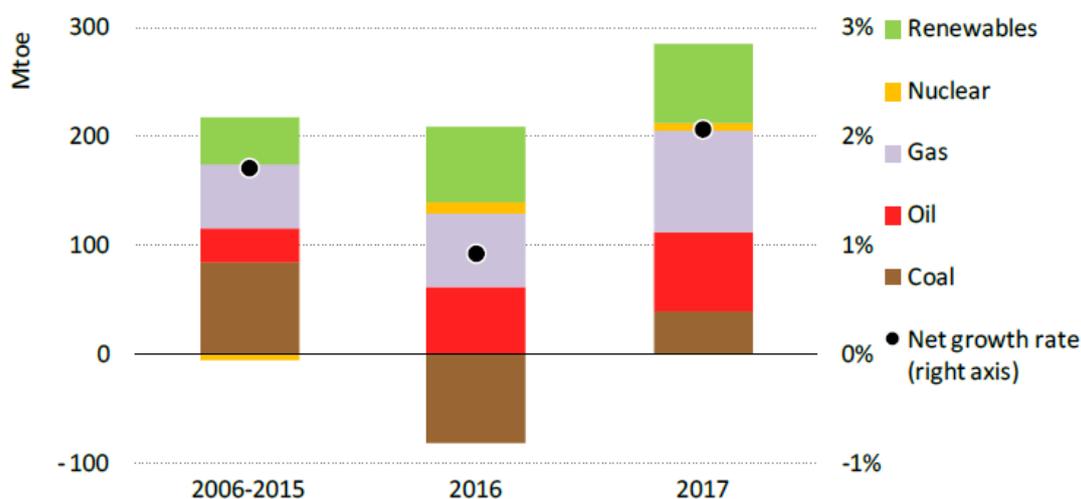


Figura 2.1. Crecimiento anual promedio de la demanda de energía por combustible (IEA, 2017).

Al hacer zoom en el crecimiento de la demanda y segregar sus distintos integrantes, los datos arrojados son los siguientes; la participación de energías renovables ha aumentado, cubriendo alrededor de un cuarto de la demanda. Una cantidad nada despreciable, aunque muy por debajo de la participación de los combustibles fósiles (estos llegaron a cubrir el 70% del aumento de la demanda) que siguen cubriendo la mayor parte de la demanda mundial de energía. En 2017 se mantuvieron en el 81%, un nivel que se ha mantenido estable durante más de tres décadas. Por otra parte, destacable también el crecimiento de la participación del gas natural, unos de los principales protagonistas en

la transición energética por el papel que jugará. Mientras que una tasa menor se localiza el carbón, el cual ha vuelto a crecer, y la energía nuclear, que únicamente aumento un 2%.

Geográficamente, el crecimiento de la demanda global se ha concentrado en Asia, con China e India juntas representado más del 40% del incremento. La demanda energética en todas las economías avanzadas ha contribuido a más del 20% del aumento de la demanda energética, a pesar de que su participación en el uso total de la energía continúa descendiendo.

• CHINA, UN PUNTO DE INFLEXIÓN

Los problemas medioambientales que padece China son realmente preocupantes, hasta tal punto que tal vez se haya convertido en el gran problema medio ambiental del planeta. Es el mayor consumista de carbón equiparando su consumo prácticamente al del resto del globo. Todo ello es el legado de una rápida expansión económica y un sistema energético orientado a la industria pesada y el carbón. Gracias a ello el gobierno chino consiguió sacar de la pobreza, tanto en su acepción energética como una más literal, a ciento de millones de persona. Pero ello tuvo un precio, casi 2 millones de muertes prematuras al año debido a la precaria calidad del aire.

A raíz del Acuerdo de París, Protocolo de Kioto, los actuales problemas medioambientales y el cada vez más evidente cambio de paradigma energético que se aproxima, el presidente chino Li Keqiang ha hecho un llamamiento a favor de una “revolución energética”. China está entrando en una nueva fase de su desarrollo que, en materia de políticas energética; apuesta firmemente por la electricidad, el gas natural y tecnologías más limpias, de alta eficiencia y digitales.

Con su política “*make China's skies blue again*”, China pretende cortar significativamente el uso de carbón para la calefacción de los hogares, remplazándolo por fuentes limpias. También es reseñable el hecho de que China haya pasado a ser el líder mundial en generación de energía eléctrica no hidráulica.

Las decisiones de China tendrán un papel clave a la hora de determinar las tendencias mundiales y podrían desencadenar una transición más rápida hacia la energía limpia. Prueba de ello es el escenario futuro que IEA plantea para China. En este un tercio de la energía eólica y solar FV está instalada en China y este país representa, además, más del 40% de la inversión mundial en vehículos eléctricos (VE). China representa un cuarto del aumento previsto de la demanda mundial de gas y se prevé que sus importaciones de 280 000 millones de metros cúbicos en 2030 solo sean superadas por las de la Unión Europea, lo que convierte a este país en una pieza clave del comercio mundial de gas. China supera a Estados Unidos como mayor consumidor de petróleo en torno a 2030, con unas importaciones netas de 13 millones de barriles diarios de petróleo en 2040. Pero las medidas estrictas sobre eficiencia de combustibles para coches y camiones, y el cambio en virtud del cual un coche de cada cuatro es eléctrico en 2040 significan que China ya no es el principal motor del consumo mundial de petróleo; el crecimiento de la demanda

es mayor en la India a partir de 2025. China sigue teniendo una presencia sobresaliente en los mercados de carbón, pero nuestras previsiones sugieren que el uso de carbón alcanzó un punto máximo en 2013 y va a descender en casi un 15% de aquí a 2040.

• AUMENTO DE LAS EMISIONES DE CO₂

Respecto a los datos arrojados sobre emisiones de CO₂ este último año, cabe destacar que las emisiones relacionadas con la energía aumentaron un 1.4% en este 2017. El crecimiento del año pasado se produjo después de tres años de emisiones planas, figura 2.2, y contrasta con la fuerte reducción necesaria para cumplir los objetivos del Acuerdo de París sobre el cambio climático.

El crecimiento es el resultado del crecimiento económico global (3.7%), el bajo precio de los combustibles fósiles y los esfuerzos insuficientes en materia de eficiencia energética. Todo lo anterior condujo a un aumento de la demanda como se ha visto en el punto anterior.

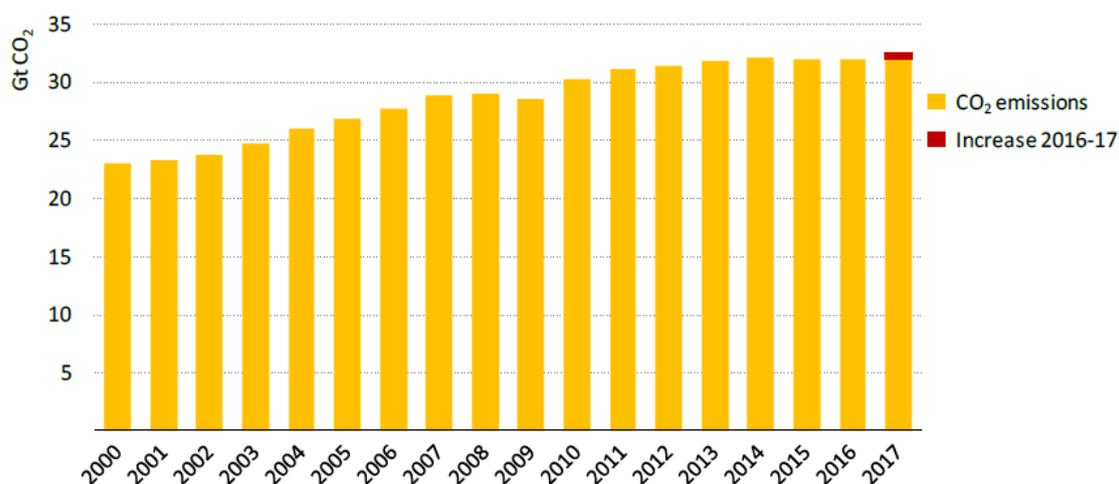


Figura 2.2. Evolución de las emisiones globales de CO₂ procedentes de la producción y consumo energético entre 2000-2017 (IEA, 2017).

Sin embargo, habría que matizar que este crecimiento de las emisiones no es universal para todas las economías, como se puede observar en la figura 2.3

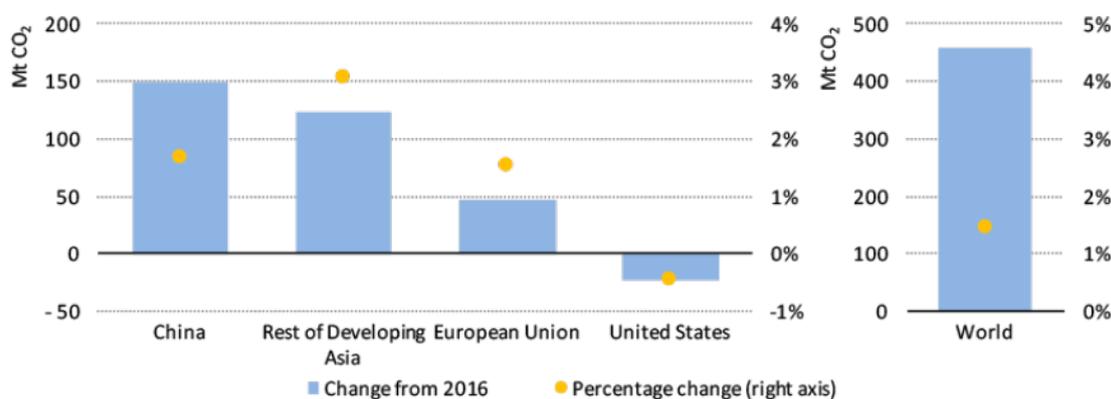


Figura 2.3. Cambio en las emisiones de CO₂ en 2017 por regiones (IEA, 2017).

En definitiva, el crecimiento de las emisiones de dióxido de carbono relacionadas con la energía en 2017 es otra advertencia para los redoblar los esfuerzos mundiales para combatir cambio climático, demostrando que los esfuerzos actuales son insuficientes para cumplir los objetivos de París. Se espera que el sistema energético se descarbonice de una forma abrupta. A corto plazo se debería alcanzar un máximo, según IEA para 2020 ya deberían estar reduciéndose las emisiones de forma considerable. Hacia 2040 se espera que la generación eléctrica este prácticamente libre de emisiones de CO₂, hecho que va a depender fundamentalmente de las renovables y la eficiencia, mecanismos fundamentales para llevar adelante la transición de bajas emisiones de CO₂ y reducir las emisiones contaminantes. También hay que hacer hincapié en el papel de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, que desempeñan y desempeñarán un papel igualmente importante en la reducción de emisiones del sector industrial.

• PETROLEO AUN JUEGA EL PAPEL DE PROTAGONISTA

Habida cuenta de que las estimaciones sitúan a Estados Unidos como el representante del 80% del aumento del suministro mundial de petróleo hasta 2025 y mantiene una presión a la baja sobre los precios a corto plazo, aún estamos lejos de decir adiós a la era del petróleo.

El aumento y modernización de la producción estadounidense de petróleo de esquisito de manera rentable hacen prever a la Agencia Internacional de la Energía que Estados Unidos se convertirá en el líder mundial en cuanto a la extracción de petróleo en 2025 tras adelantar a Arabia Saudí y Rusia.

Una expansión de este alcance está teniendo un amplio impacto en Norteamérica y promoviendo grandes inversiones en la industria petroquímica y otras industrias intensivas en energía. Además, está contribuyendo a reorganizar los flujos comerciales internacionales y desafiando proveedores y modelos comerciales tradicionales.

Se espera que el crecimiento de la demanda permanezca firme, pero a medida que aumente la eficiencia energética y se empiecen a sustituir los combustibles automovilísticos, es de prever que la demanda disminuya notablemente.

Sin embargo, según previsiones del IEA, el impulso procedente de otros sectores es suficiente para mantener la demanda de petróleo en una trayectoria ascendente. El papel del petróleo seguirá siendo vital en industria como la petroquímica, prueba de ello es que tanto en China como en otras economías emergentes la demanda de plásticos y otros productos petroquímicos es mayor y está en ascenso. Hay que matizar que el uso de petróleo en el sector petroquímico tiene un menor impacto en las emisiones ya que gran parte de este únicamente se transforma en otros productos.

A lo que datos actuales se refiere, la demanda de petróleo este 2017 alcanza los 1.5 millones de barriles diarios, con un continuo crecimiento desde la caída de precios en 2014. El crecimiento medio anual se estaba manteniendo alrededor del 1%, aumentando este año 2017 hasta 1.6% (figura 2.4). Gran parte de esta demanda viene causada por la expansión de economías de Asia, destacando India y China, a pesar de ser líder en la venta de automóviles eléctricos.

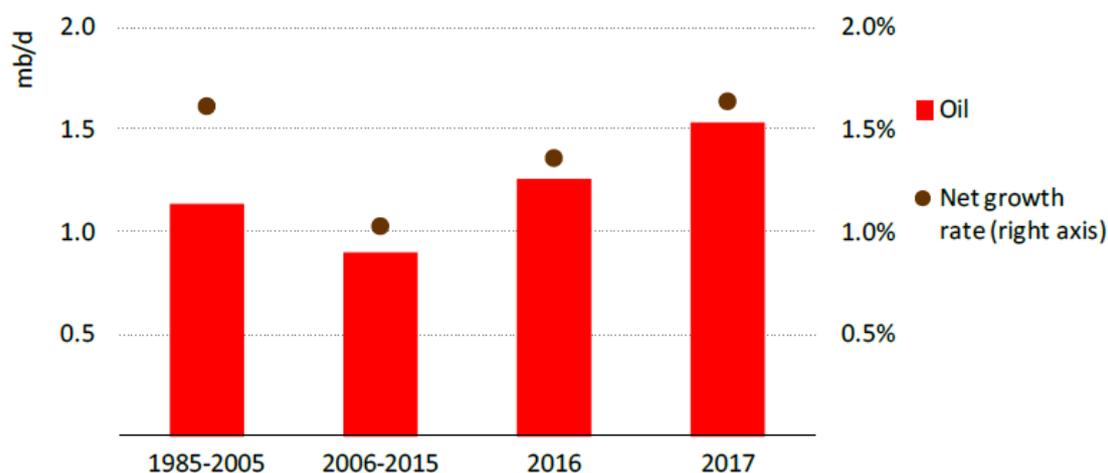


Figura 2.4. Evolución del crecimiento global promedio anual en la demanda de petróleo (IEA, 2017).

Uno de los principales participantes de este crecimiento en la demanda ha sido el sector del transporte. Aunque la venta de automóviles eléctricos este en constante aumento, destacando en mercados tan importantes como el chino, este crecimiento es insuficiente para hacer mella en el crecimiento de la demanda de petróleo.

Si bien se espera un leve descenso en la demanda en los próximos años no existen signos del periclitamiento del petróleo a largo plazo.

• GAS NATURAL

El gas natural jugará un papel de vital importancia en la transición energética. Las previsiones le sitúan como uno de los principales combustibles en el futuro *mix* energético.

Se prevé que el 80% del crecimiento de la demanda de gas se registra en las economías en desarrollo, a destacar China, India y otros países asiáticos. A pesar de que

en estas economías gran parte del gas deberá ser importado y a su vez a menudo no existen las infraestructuras necesarias, el gas natural encaja bien con las prioridades políticas en esta región, generando calor, electricidad y movilidad con menos emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y contaminantes que otros combustibles fósiles, y contribuyendo así a abordar las preocupaciones generalizadas sobre la calidad del aire.

En otros países con economías más desarrolladas y donde la escasez de recursos energéticos es patente, el gas adopta un papel regulador, pasan a formar parte del *mix* energético garantizando el equilibrio del sistema eléctrico en vez de participar en la generación eléctrica de base, que adoptarían las energías renovables al ser más barata en susodichos países.

El gas a su vez puede dotar de mayor flexibilidad a países con capacidades menores o fuertemente dependientes del carbón para la transición de generación eléctrica desde el carbón y petróleo hacia las renovables u otro *mix* energético.

En definitiva, las previsiones de los distintos escenarios futuros sitúan al gas natural como uno de los principales combustibles del *mix* energético a medida que el petróleo y el carbón retroceden, y las renovables ascienden.

Respecto a los datos actuales en lo que demanda de gas natural se refiere, esta creció un 3% en 2017 frente al crecimiento de 1.5% de los últimos años. La razón de ello fueron unos suministros abundantes con un coste más bajo de lo habitual, gracias en gran parte a la explotación de los depósitos de esquistos estadounidenses. A su vez, el cambio energético en economías clave como la China (con su política “*make China’s skies blue again*”) donde un viraje hacia energías más limpias, con el gas natural como catalizador, han sido también partícipes de este notable aumento en la demanda.

Otro dato interesante es la disposición de esta demanda (figura 2.5). En la última década el peso de la demanda de gas provino desde el sector eléctrico, siendo ahora mayoritaria en el aumento de la demanda (más del 80%) la porción procedente de los edificios y la industria. Aunque el sector eléctrico siga siendo el componente mayor en la demanda global, es probable que esta participación disminuya gradualmente ya que otras energías ocupen la generación eléctrica, delegando el gas hacia la calefacción y regulación del sector eléctrico.

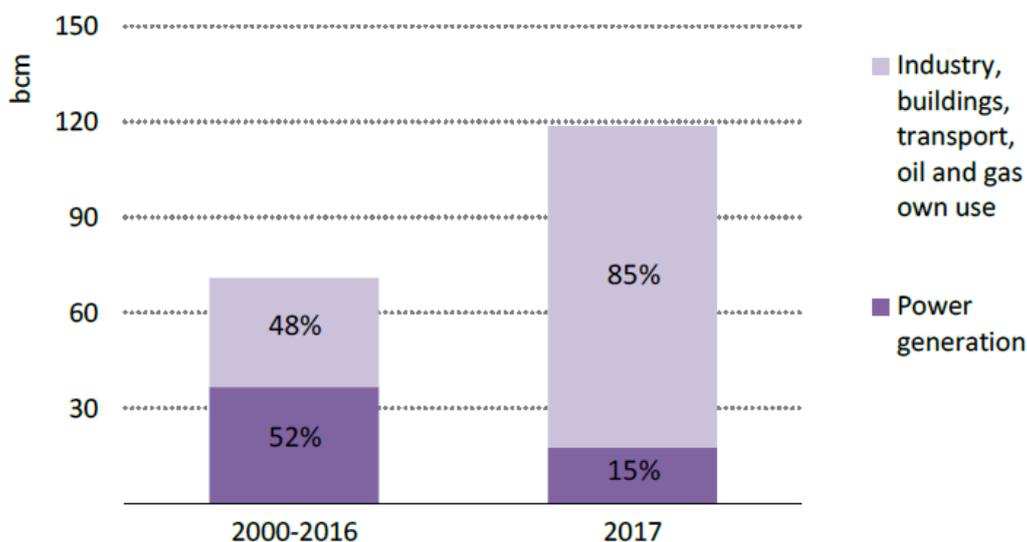


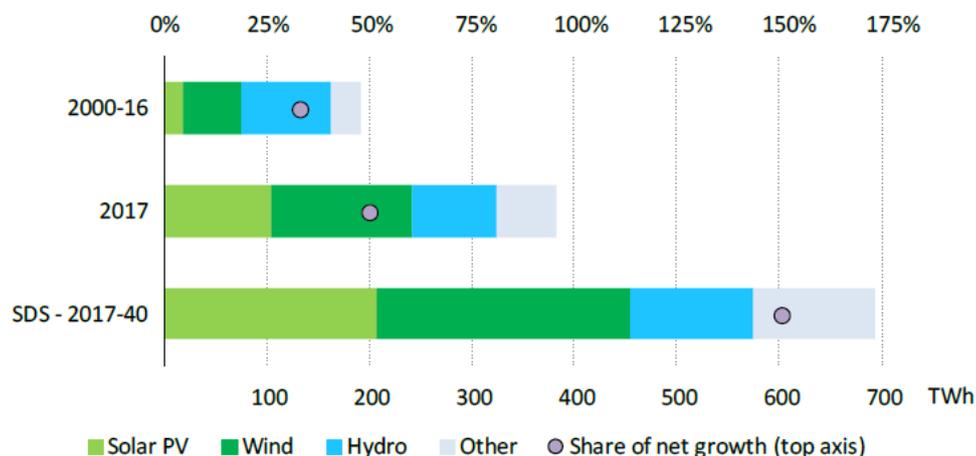
Figura 2.5. Crecimiento promedio anual en la demanda de gas según su origen (IEA, 2017).

• RENOVABLES

Son innegable los pasos agigantados que se están aconteciendo en materia de energía renovable. Previsiones de la IEA ponen de manifiesto el prometedor futuro de las energías renovables. Se estima que las renovables se convertirá en la fuente de generación más económica para muchos países, capturando las inversiones antes dedicadas a centrales eléctricas. Para 2040, desde la Agencia Internacional de la Energía, calculan que las fuentes renovables de energía satisfarán el 40% del aumento de la demanda primaria y su crecimiento explosivo en el sector eléctrico marcará el final de los años de auge para el carbón. De forma simultánea la transformación del sector eléctrico es amplificada por millones de hogares, comunidades y empresas que invierten directamente en la solar fotovoltaica distribuida. El crecimiento de las renovables no se limita al sector eléctrico; el uso directo de renovables para suministrar calor y movilidad en todo el mundo también se duplica, si bien a partir de una base baja.

Atendiendo a datos actuales, su rápida expansión y la reducción de costes de las tecnologías renovables es abrumadora, desde 2010, los costes de energía solar fotovoltaica han disminuido en un 70%; los de la energía eólica, en un 25%; y los de las baterías, en un 40%. A su vez lleva dos años consecutivos registrando la tasa más alta de crecimiento de cualquier fuente de energía. En 2017 la energía eólica presentó un crecimiento global de un 36%, seguida de la energía solar fotovoltaica (27%), la energía hidroeléctrica (22%) y la bioenergía (12%).

Este 2017 la generación de electricidad basada en energías renovables aumentó en un 6.3%. A día de hoy, las renovables representan el 25% de la generación eléctrica mundial, únicamente por detrás del carbón.



Note: SDS = Sustainable Development Scenario.

Figura 2.6. Crecimiento promedio anual y previsiones futuras en generación de energía base a partir de energía renovable (IEA, 2017).

• ELECTRICIDAD

En las previsiones futuras, la electricidad se posiciona como una potencia creciente mundial entre los distintos usos finales de la energía. Desde IEA prevén que represente el 40% del aumento del consumo final para 2040. A su vez vaticinan que el planeta aumentará en un promedio de 45 millones anual el número de consumidores nuevos de electricidad, ello impulsado por el mayor acceso a la electricidad (unos de los objetivos globales en materia de política energética de los distintos países); a pesar de ello, el acceso es insuficiente para alcanzar el objetivo de acceso universal en 2030.

La electrificación creciente de la energía también es patente hoy en día. En 2016 los gastos globales de los consumidores en electricidad prácticamente se asemejaron a los gastos en productos derivados del petróleo.

Según datos recogidos en el “*World Outlook Energy 2017*” elaborado por la Agencia Internacional de la Energía, la generación de electricidad aumentó en 3.1%, aumentando la demanda eléctrica más rápido que el crecimiento global de la demanda energética.

Este crecimiento está estrechamente ligado a la expansión de la economía de países emergentes. Según datos de la IEA, China e India juntos representaron el 70% del crecimiento de la demanda mundial de electricidad en todo el mundo, y otro 10% proviene de otras economías emergentes de Asia. Prueba de lo anterior es que en la India el acceso a la electricidad se ha prácticamente duplicado desde el año 2000, donde la tasa era del 43%, hasta un 82% de la población actual.

A su vez, economías ya desarrolladas únicamente representa el 10% de aumento de la demanda de electricidad, con un promedio de menos del 1%.

Respecto a sus fuentes de generación, como ya se comentó en líneas anteriores, las energías renovables representaron casi la mitad del aumento global requerido para satisfacer la demanda, alcanzando una tasa del 25% en la generación global.

Entre otras tecnologías de baja emisión de carbono, la generación nuclear aumentó en 2017. La generación nuclear representa el 10% de la generación de energía global y creció un 3%, en comparación con 2016. No obstante, hay que precisar que, exceptuando este año, las desmantelaciones en energía nuclear superan anualmente a las nuevas adiciones.

La generación de carbón aumentó en un 3% en 2017 superando el descenso acontecido en 2016. El crecimiento procede prácticamente en su totalidad de Asia, este fue parcialmente compensado por la disminución del uso de carbón para Generación de electricidad en economías más avanzadas (Estados Unidos, la Unión Europea, Rusia...).

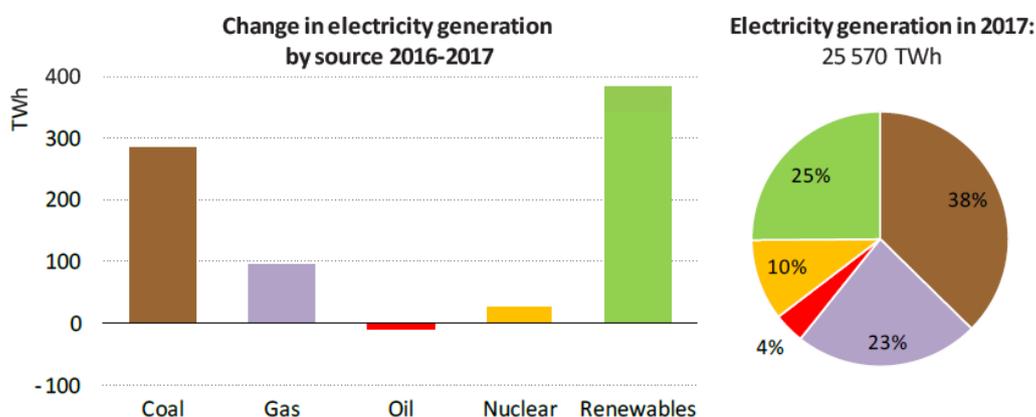


Figura 2.7. Generación de energía por fuentes 2016-2017 (IEA, 2017).

• LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

La eficiencia energética es un factor clave en la transición energética, por ello es preocupante que las mejoras en materia de eficiencia energética global se desaceleraron en 2017.

Para medir la eficiencia se utiliza el concepto de intensidad energética “IE”, el cual se define como la cantidad de energía que consume un país por unidad de Producto Interior Bruto (PIB). Según datos de la Agencia Internacional de la Energía, la tasa se redujo hasta un 1,7%, frente al 2,3% promedio que se registró durante los últimos tres años. Además, este 1.7% es la mitad de lo requerido para alcanzar los acuerdos fijados en el Acuerdo de París.

Esta desaceleración se ha visto favorecida por los precios más reducidos de los combustibles fósiles estos últimos años y por una política en eficiencia energética no tan robusta como se desearía, procediendo los avances en esta materia principalmente de

extensiones de políticas existentes en lugar de nuevas políticas en sectores y países estratégicos.

Respecto a las políticas en materia de eficiencia energética hecha mención en líneas anteriores, aunque insuficientes, sí que ha habido avances durante esta década. Prueba de ello es que en el año 2000 el 14% del consumo final de energía estaba sujeto a políticas de eficiencia energética mientras que en 2016 la tasa alcanzó el 31.5%.

Los gobiernos deben redoblar los esfuerzos y esclarecer una la eficiencia energética como un punto estratégico más en sus políticas. Anclar esta como parte fundamental de los planes de transición energética a largo plazo y buscar un enfoque equilibrado de regulaciones, estándares y políticas basadas en el mercado. Las mejoras en eficiencia desempeñan un papel notable a la hora de aliviar la presión por el lado de la oferta: sin ellas, el aumento previsto del uso de energía final sería más del doble.

2.2 Consumo energético en el sector residencial

El sector residencial es el responsable de aproximadamente una cuarta parte del consumo de energía de Europa tal como se puede apreciar figura 2.8. En la figura 2.9 por su parte, se proporciona un orden de la magnitud del consumo final del sector residencial frente al resto de sectores.

Este consumo junto al resto de edificios, mayormente del sector terciario, suman el 40% del consumo final de energía (Directiva 2010/31/EU, 2010) y el 36% de las emisiones de CO₂. En términos globales, la Agencia Internacional de la Energía, (IEA, 2010) apunta que los edificios representan alrededor del 10% de las emisiones directas de CO₂, sin embargo, al incluir las emisiones del uso de electricidad, se incrementa esta proporción hasta el 30%.

Con una porción nada despreciable de las emisiones globales, queda patente que el sector residencial junto al sector terciario supone uno de los frentes de ataque hacia la sostenibilidad energética y un nuevo sistema energético. Prueba de ello es entre otras, la nueva directiva relativa a la eficiencia energética de los edificios (Directiva 2010/31/EU, 2010), que pretende que todos los edificios nuevos sean de consumo de energía casi nulo a partir del año 2021. Sin embargo, la Agencia Internacional de la Energía (IEA , 2010) señala que, debido a la baja tasa de demolición y a un relativo bajo crecimiento, el mayor potencial de ahorro de energía y emisiones recae en la rehabilitación y en el cambio a nuevas tecnologías de los edificios existentes, existiendo un mayor potencial de ahorro energético en los edificios ya construidos que en los de nueva construcción.

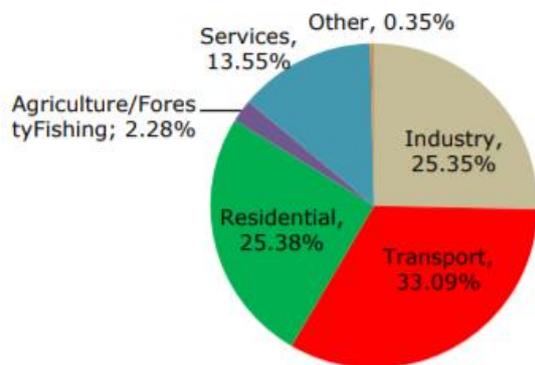


Figura 2.8. Consumo de energía final en porcentaje por sectores EU-28 2015 (Bertoldi P., 2018)

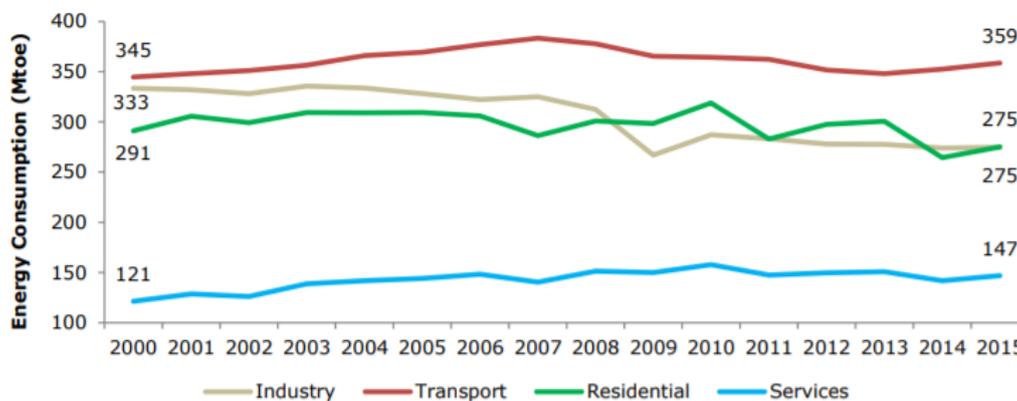


Figura 2.9. Consumo de energía final por sectores EU-28 2015 (Bertoldi P., 2018)

A pesar de que la Agencia Internacional de la Energía manifiesta ciertos datos positivos, como ya se ha indicado en el subapartado anterior, el uso de energía en este sector continúa aumentando. Se espera que el sistema energético se descarbonice de una forma abrupta, alcanzándose un máximo a corto plazo según IEA para 2020 ya deberían estar reduciéndose las emisiones de forma considerable. Hacia 2040 se espera que la generación eléctrica este prácticamente libre de emisiones de CO₂, hecho que va a depender fundamentalmente de las renovables y la eficiencia energética. En la figura 2.10 puede apreciarse como el porcentaje de consumo energético en el sector residencial cubierto por energía renovables es mínimo y prácticamente no ha tenido cambios en una década y media.

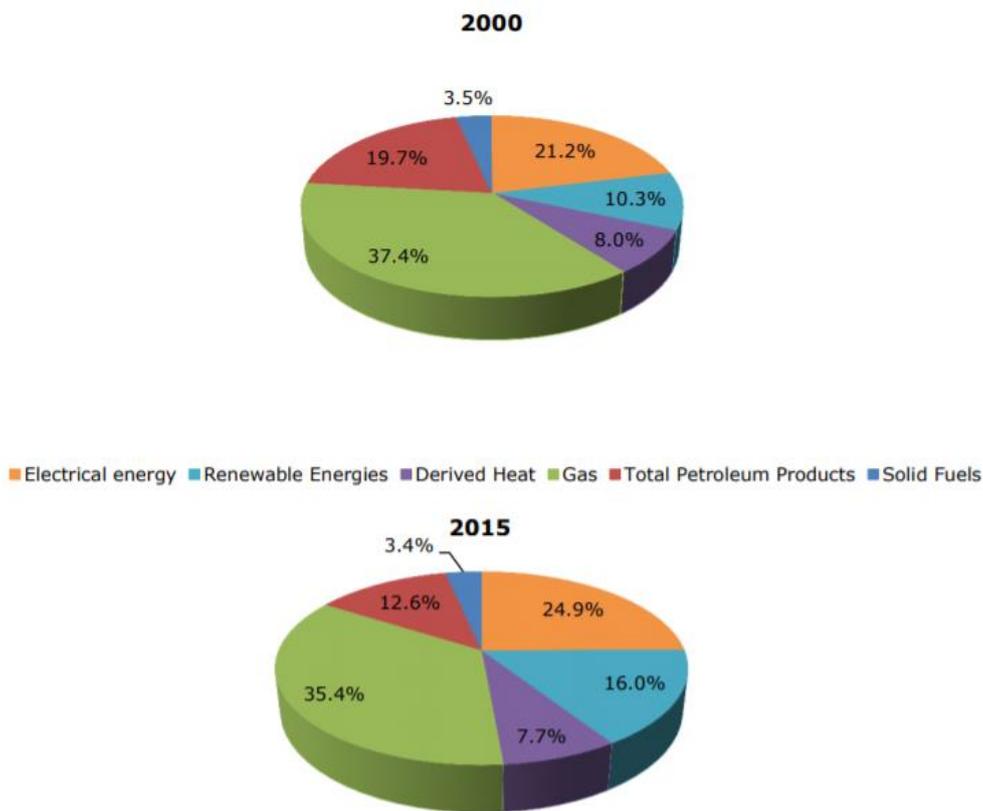


Figura 2.10. Cobertura del consumo de energía final en el sector residencial en porcentaje por fuentes de energía 2000-2015 (Bertoldi P., 2018)

En lo que concierne a Europa se puede apreciar el peso del sector residencial en el sector energético. Acudiéndose ahora a datos de la “*U.S. Energy Information Administration*”, puede comprobarse como el sector residencial en Estados Unidos también es un pilar de peso en el consumo energético. En la figura 2.12 queda patente como tanto la mayoría del consumo de energía eléctrica final a fecha actual, como las previsiones futuras, recae en el sector residencial y terciario.

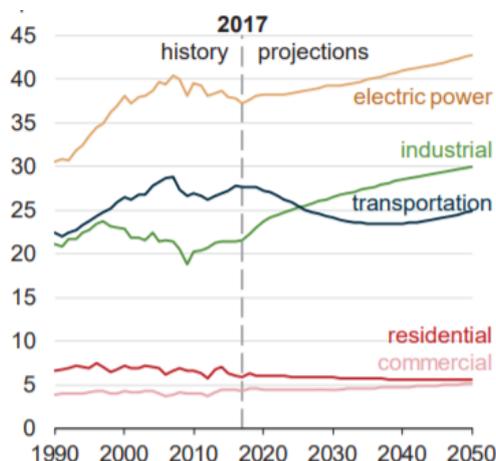


Figura 2.11. Evolución y proyección del consumo energético [BTU] por sector (EIA, 2018)

Al igual que en el caso europeo, el sector residencial y terciario estadounidense también alberga un incuestionable potencial para el ahorro energético en el camino hacia un sistema energético sostenible y descarbonizado.

Se podría seguir buscando datos referentes a las distintas economías, pero el resultado muy posiblemente fuese el mismo, siendo extrapolable las deducciones de este punto a todo el ámbito global.

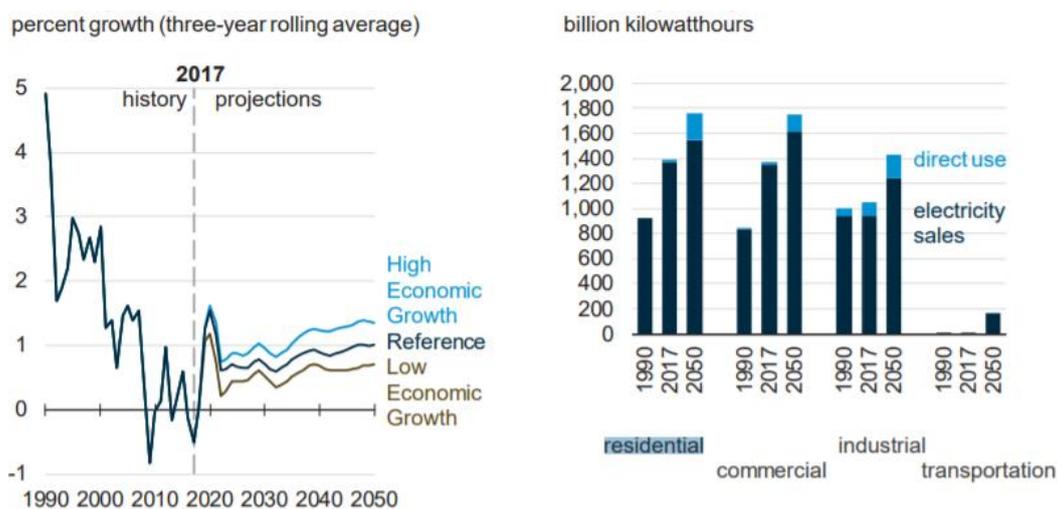


Figura 2.12. Porcentaje de crecimiento del uso de la electricidad y uso final de la electricidad por sector (EIA, 2018)

2.3 Hidrógeno

Con una idea global sobre el panorama energético actual y la visión de futuro expuesta en el punto 2.1, se va a abordar en este punto el papel de las tecnologías del hidrógeno en la llamada transición energética, el concepto “*Economía del Hidrógeno*” y su posición aventajada como nuevo vector energético. En definitiva, cercar el mercado de aplicación de las tecnologías asociadas al hidrogeno definiendo las potencialidades y retos que se presentan para la inclusión de esta tecnología en el sistema energético global.

El hidrógeno, como recurso energético, presenta el inconveniente de que, a pesar de ser un elemento químico muy abundante en la naturaleza, este no se encuentra en estado puro en ningún tipo de “yacimientos” y ha de ser producido a partir de una materia prima que lo contenga mediante un aporte de energía.

Por ello, el hidrógeno no es una fuente de energía primaria en sí, sino un vector energético empleado para almacenar y transportar energía. Cuando en la década de los 70 se empieza acuñar el término “*Economía del Hidrógeno*”, este pasa a referenciarse como el vector energético del futuro. La gran virtud del hidrógeno como vector energético es que este puede ser usado para el almacenaje de fuentes de energía renovables, intermitentes, como es el caso de la solar o el viento. Pero no solo adquiere valor el campo

de las renovables, sino que se cocina todo un modelo energético en el cual el hidrogeno pasaría a ser el nexo entre las fuentes primarias y los consumidores.

En el siglo XX, los combustibles fósiles contribuyeron al desarrollo de la sociedad tal y como hoy la conocemos; trajeron nuevos desafíos de cuya solución puede depender el futuro de nuestro planeta.

Pero un sistema basado en combustibles fósiles tiene fecha de caducidad debido al agotamiento de estos. Ante tal situación es necesario introducir soluciones que garanticen un desarrollo sostenible para la civilización del siglo XXI. Lo que exige que los vectores energéticos del futuro sean limpios, seguros, eficientes y capaces de ser generados a partir de fuentes de energía inagotables, para poder asegurar el abastecimiento al usuario final.

Un vector que encaja en la descripción anterior es la electricidad. Es versátil, puede ser producida a partir de diversas fuentes y transportada largas distancias. Según la fuente de producción se podría calificar como “electricidad limpia” o, no recalar en el aspecto peyorativo de seudónimo, “electricidad sucia”. Y un escenario similar se presenta con el hidrogeno, siendo las sinergias de ambos vectores la apuesta para formar un modelo energético que cubra las demandas del planeta sin depender de las fuentes de energía primaria.

Por lo tanto, se podría afirmar que el hidrógeno es un vector energético limpio y sostenible, seguro y eficiente, que complementará en un futuro a la electricidad a la hora de garantizar el suministro energético de la población y fomentara la penetración de las fuentes de origen renovable.

Antes de continuar se va a presentar una pequeña síntesis de la historia del hidrógeno, desde su origen hasta que adquiere la acepción en materia de energía que es la que resulta de interés para este trabajo.

- Aunque anteriormente hubo ciertos estudios más o menos formales sobre la obtención y propiedades del hidrógeno, su obtención e identificación como un elemento químico se le acredita a Henry Cavendish, el cual obtuvo hidrógeno a partir de una reacción de Zn con HCL en 1766.
- Posteriormente en 1783 demostró que al combinar hidrógeno y oxígeno se formaba agua. Hecho del que procede su actual nombre, derivado de las palabras griegas “*hydro*”, agua, y “*genes*”, nacido de.
- En 1783 tiene lugar la primera aplicación técnica del hidrógeno. Jacques Alexander Cesar Charles, físico, lanza el primer globo aerostático no tripulado lleno de hidrógeno. Posteriormente repetiría la experiencia pilotando personalmente el globo.
- En 1800 los científicos Willima Nicholson y Anthony Carlisle descubren que, al aplicar una corriente eléctrica sobre el agua, se obtiene hidrógeno y oxígeno. Proceso que posteriormente se le llamaría electrólisis.

- En 1838 Christian Friedrich Schoenbein descubre la obtención de electricidad a través de la combinación de oxígeno e hidrógeno. Esto se correspondería con los de la pila de combustible.
- No sería hasta 1845 cuando William Grove aplica los descubrimientos de Schoenbein a escala práctica, creando la “pila de gas”. A Grove se le considera el padre de las pilas de combustible.
- En 1889, Ludwig Mond y Charles Langer acuñaron el termino de “celda de combustible” al construir una primera celda a partir de aire y gas síntesis (mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono).
- En 1898, Sir. James Dewar logró licuar el hidrógeno por primera vez a una temperatura de 20.4 K.
- En 1920 Rudolf Erren empieza a transformar motores de combustión interna para que puedan funcionar con hidrógeno o mezclas de este. Obteniendo la patente para la fabricación de este motor. Se empiezan a desarrollar las primeras ideas sobre automóviles y máquinas movidas por hidrógeno.
- También en 1920, J.B.S Haldane introduce por primera vez el concepto de hidrógeno renovable en el artículo “Ciencia y futuro”.
- En 1930, Rudolf Erren construye el primer prototipo de automóvil propulsado por hidrógeno.
- En 1937 tiene lugar el accidente del dirigible Hindenburg. Esto supone el fin del uso directo del hidrógeno en la causa aeronáutica. La causa del siniestro se debió a una chispa fruto de la carga electrostática y las pinturas empleadas en el dirigible. Tan lamentable suceso se emplearía como base para la elaboración de los combustibles sólidos de los cohetes.
- En 1959, Francis Bacon construye la primera celda de combustible práctica. Tenía una potencia de 5 kW y funcionaba con una mezcla de aire e hidrógeno. Este diseño se emplearía posteriormente en el programa Apolo de la NASA.
- En 1968 la NASA dirige un estudio sobre los aspectos económicos a gran escala de hidrógeno líquido.
- En 1970 John Bockris acuña el término “economía del hidrógeno” en una reunión técnica de General Motors. Durante esta década se trabajó en la idea de una economía basada en el hidrógeno como portador de energía fruto del problema energético planteado por la disminución de las fuentes de combustible fósiles, por una demanda creciente de energía, y al deterioro de medio ambiente.
- En 1972 se presenta en la Universidad de California, Los Ángeles, el prototipo “Gremlin” (vehículo diseñado a partir de motores de combustión modificados). Se convierte en una señal de la aplicación práctica y tangible del hidrógeno a la sociedad.
- En 1973, el embargo de crudo de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) impulsa el desarrollo de las pilas de combustibles comerciales.

- En 1974 se celebra el primer congreso internacional centrado en la economía del hidrógeno, “*The Hydrogen Economy Miami Conference*” (THEME). Este congreso dio lugar a la Asociación Internacional de la Energía del Hidrógeno” (IAHE).
- En 1974, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) surge como consecuencia de las variaciones en el mercado del petróleo. Entre sus objetivos se encuentra el desarrollo de tecnologías del hidrógeno.
- Después de una década convulsa con el abastecimiento y precios de petróleo con la crisis de 1973,1979 y 1983 a raíz de estallido de la cuarta guerra árabe-israelí que desestabilizaron la economía mundial, proliferaron las investigaciones y desarrollos tecnológicos sobre la energía del hidrógeno.

Desde entonces hasta nuestras fechas se han creado diversas asociaciones relacionada con el hidrógeno tanto internacionales como nacionales en las principales economías del mundo, se han llevado a cabo números programas para testear esta tecnología y se han desarrollado estrategias de futuro embebidas en las políticas energéticas de numerosos países.

Y es que el hidrogeno posee unas cualidades que lo posicionan como un vector energético idóneo para el futuro (Pino F. J., 2010), como son:

- Puede ser producido a partir de diversas de fuentes de energía y consumido en multitud de equipos e instalaciones.
- Puede ser producido y convertido en electricidad con un rendimiento relativamente alto. Este aspecto es especialmente interesante si se tiene en cuenta la dificultad, cada vez mayor, de evacuar la electricidad generada con tecnologías renovables. Mediante el empleo del hidrógeno como vector energético se consigue aumentar la capacidad de penetración de estas fuentes sostenibles. Además, tanto la energía eléctrica como el hidrógeno son vectores energéticos intercambiables en función de la necesidad, es decir, que se puede pasar de uno a otro gracias al empleo de electrolizadores o pilas de combustible, hidrogeno renovable, lo que da una idea del alto nivel de complementariedad de éstos.
- El hidrógeno se puede producir a partir de agua, muy abundante en la naturaleza.
- El hidrógeno es también un combustible, con la diferencia de que al oxidarse en presencia de oxígeno y no contener carbono en su molécula, produce solo agua, bien en estado líquida o gaseosa, como residuo.
- Puede ser almacenado en estado líquido, gaseoso o sólido (en hidruros metálicos).
- Puede ser transportado a largas distancias mediante tuberías, tanques o camiones cisterna.
- Puede ser convertido en electricidad con una eficiencia mayor que cualquier otro combustible fósil.

Actualmente existen tecnologías en distintas fases de investigación, desarrollo y comercialización que permiten producir hidrógeno a partir de diversos tipos de materias

primas como el agua, la biomasa o recursos fósiles (carbón, petróleo y gas natural), y con un aporte de energía primaria que puede provenir de los combustibles convencionales, energía nuclear o fuentes renovables.

La principal cualidad del hidrógeno es que puede vincular diferentes sectores de energía, creando redes de transmisión y redes de distribución; aumentando de esta manera la flexibilidad operativa de los futuros sistemas de energía bajos en carbono (figura 2.13).

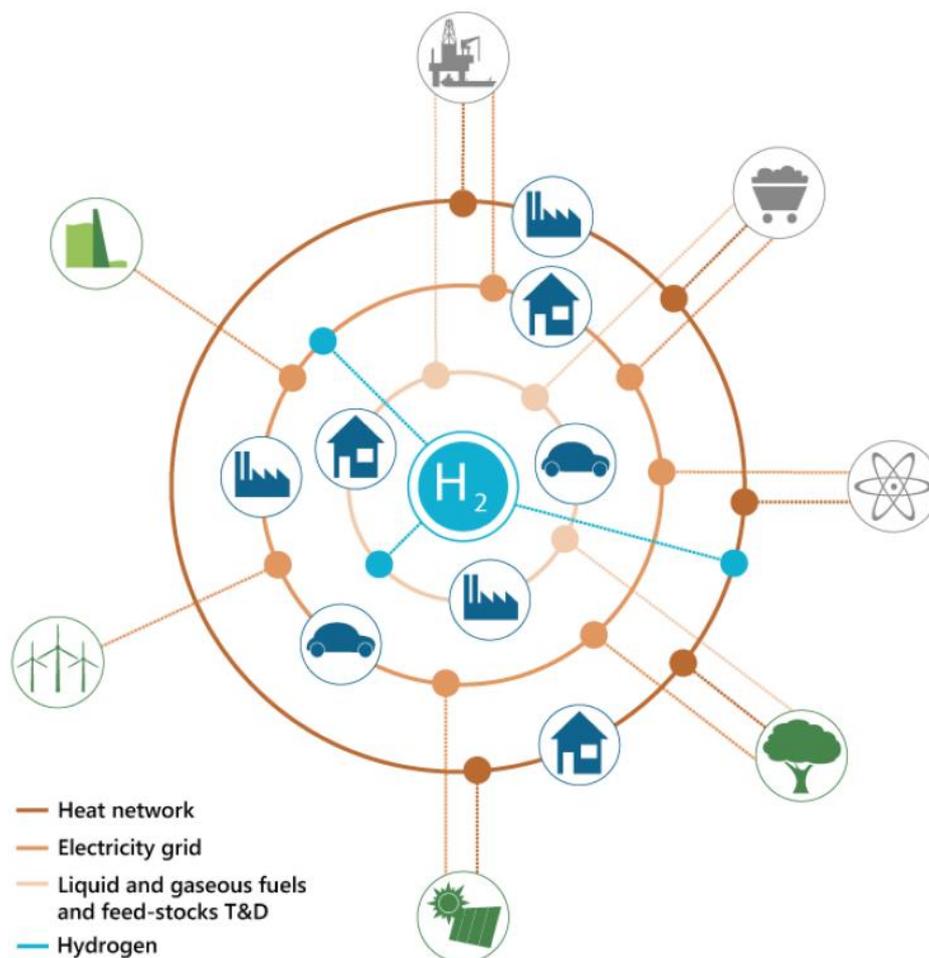


Figura 2.13. Hidrógeno como vector energético y sus aplicaciones (IEA, 2018)

En resumen, el hidrógeno es un vector energético flexible, que puede producirse a partir de cualquier fuente de energía primaria. Además, puede transformarse en distintas formas de energía para diversas aplicaciones, ayudando a la descarbonización en el sector del transporte, la industria, los edificios y la energía.

Como vector energético, el hidrógeno puede lograr nuevos vínculos entre la oferta y la demanda de energía, tanto de una gestión centralizada como descentralizada, dotando de una mayor flexibilidad al sistema energético.

Actualmente, el mayor uso del hidrógeno se encuentra en la industria y se refina como un subproducto de las plantas industriales y como un producto del reformado del gas natural, el gas licuado de petróleo y la gasificación del carbón.

Entre los distintos usos finales patentes en la figura 2.14, existe un nicho de trabajo y expansión especialmente interesante, o más bien en línea con la idea de diseño del sistema analizado en este trabajo, que se corresponde a la cogeneración y generación de energía, tanto eléctrica como térmica en los hogares.

Como es lógico esto no tiene aplicación únicamente en los hogares, también en la industria o incluso los automóviles; pero lo realmente interesante es la posibilidad y viabilidad de gestionar las exigencias energéticas de una vivienda de una forma descentralizada con el soporte de la tecnología del hidrógeno. Aunque se debe recalcar que en el sistema bajo estudio de este análisis solo se ha centrado el foco en términos de energía eléctrica, obviando la térmica.

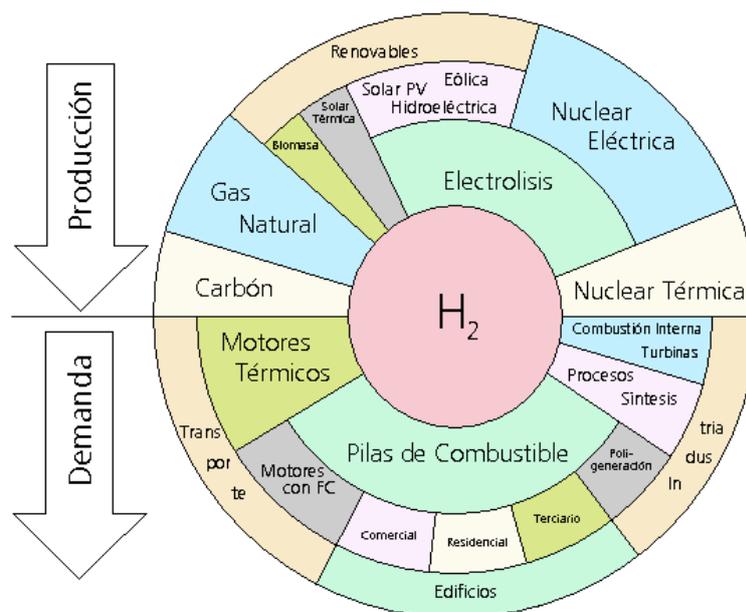


Figura 2.14. Esquema de producción y demanda de hidrogeno (Pino F. J., 2010)

3 DESCRIPCIÓN EQUIPOS

3.1 Generador fotovoltaico

Desde las primeras empresas que comercializaron células fotovoltaicas basadas en semiconductores de silicio para aplicaciones espaciales y militares allá entre 1955 y 1975 hasta el día de hoy, ha tenido un profundo cambio y una vertiginosa evolución en materia de tecnología fotovoltaica.

Se podría afirmar que fue a partir de 1975 cuando esta tecnología adquiere suficiente madurez para ser susceptible de aplicar en la industria y, paulatinamente al ámbito doméstico. En la figura 3.1 se puede apreciar la evolución en el precio y la capacidad instalada en tecnología fotovoltaica desde sus inicios. Por otra parte, en la figura 3.2 puede apreciarse como el consumo de energía fotovoltaica ha crecido exponencialmente esta última década.

Respecto a la eficiencia de las células fotovoltaicas, a medida que evolucionaba la tecnología, se fue experimentado con distintos tipos de materiales semiconductores, como el arseniuro de galio aislado o en combinación con germanio. Mientras que en sus inicios el rendimiento de la célula fotovoltaica no llegaba al 10%, hoy se alcanza valores del 40% en laboratorios, rondando de los paneles de silicio que se suelen instalar en tejados y huertos solares el 20%.

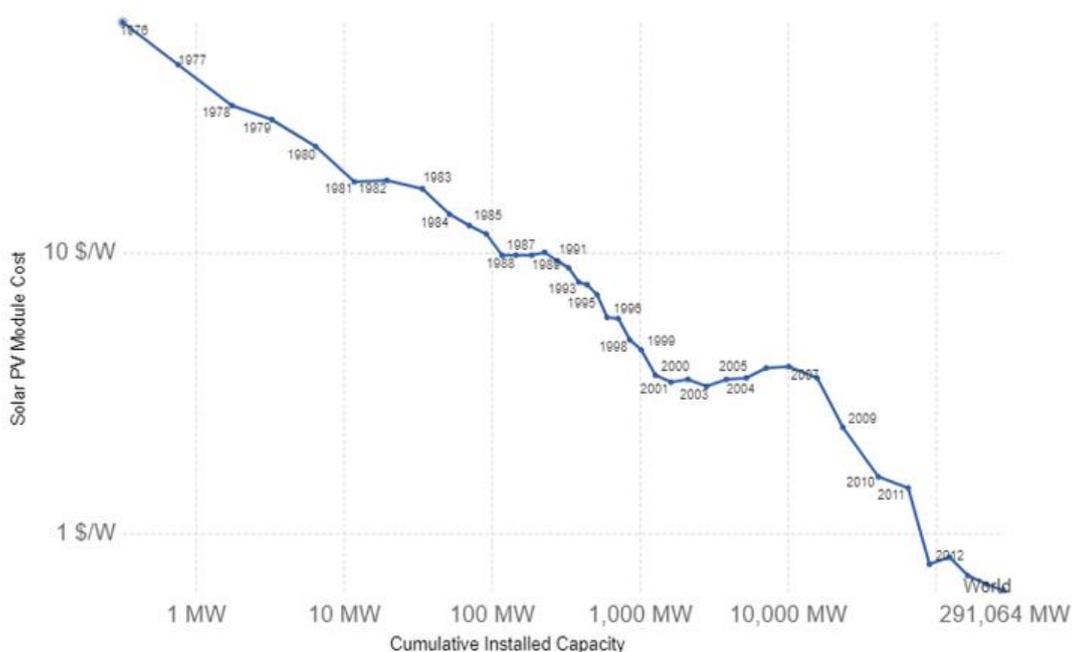


Figura 3.1. Representación del precio del módulo fotovoltaico frente al acumulado de la capacidad instalada global entre 1976 y 2016 (Lafond F.,2017).

En la actualidad la energía fotovoltaica se utiliza de distintas formas. Bien forma aislada para generar cierta cantidad de electricidad en zonas alejadas de la red

transporte, directamente como un elemento más de generación de energía eléctrica inyectada a red.

Para la fabricación de células solares se utilizan diversos materiales; entre los más comunes se encuentran el silicio, el germanio y el selenio. Las células más utilizadas para la conversión de energía solar en energía eléctrica son las de silicio monocristalino y policristalino.

Otras tecnologías son la llamada tecnologías CIGS y las CIS. La primera se basa en los semiconductores compuestos ternarios CuInSe_2 , CuGaSe_2 CuInS_2 , y su aleación $\text{Cu}(\text{InGa})(\text{S,Se})_2$ y la segunda CuInSe_2 (tecnología CIS).

Otras nuevas tecnologías (Rekioua D., 2012) (González Y., 2016):

- Células solares orgánicas (OSC): hechas de finas capas de materiales orgánicos. Hay tres tipos diferentes de celdas solares orgánicas: los materiales semiconductores orgánicos pueden estar compuestos de pequeñas moléculas (celdas solares SM) o de polímeros (celdas solares de polímeros). El tercer tipo de celdas solares orgánicas es la celda Grätzel.
- Células tándem: hechas de diferentes materiales semiconductores que cubren distintos rangos espectrales.
- Células de concentración que usan espejos y lentes: Este sistema usa solo radiación directa y necesita un mecanismo adicional para el seguimiento del sol. La eficiencia está en torno al 42,2 % de radiación directa.
- Células MIS: el campo eléctrico interior es producido por el cruce de una capa fina de óxido y un semiconductor.

En la figura 3.3 se plasma las diferentes tecnologías fotovoltaicas mostrando su evolución y eficiencia.

Recalcar, que a día de hoy las celdas de silicio cristalino son las que dominan el sector y las que lo seguirán haciendo en un futuro inmediato. Esto se debe a que es un recurso muy abundante, tiene altas eficiencias y el impacto ambiental es pequeño.

Hasta hace pocos años, desde un punto de vista práctico, se utilizaban módulos de 36 células y aproximadamente con una superficie de 0.4 m^2 . Actualmente los módulos que se utilizan son mayores y disponen de 108 o más células asociadas en serie o en serie-paralelo. Cuanto mayor sea el módulo, mejor relación precio/potencia tendrá y además requerirá menos mano de obra en las labores de instalación e interconexión.

En cuanto a la vida útil, pueden llegar a durar más de treinta años siempre que se cumpla con la normativa en cuanto a la homologación, aunque a partir de los 25 años sus prestaciones se reducen en un 20-25 % respecto al primer día.

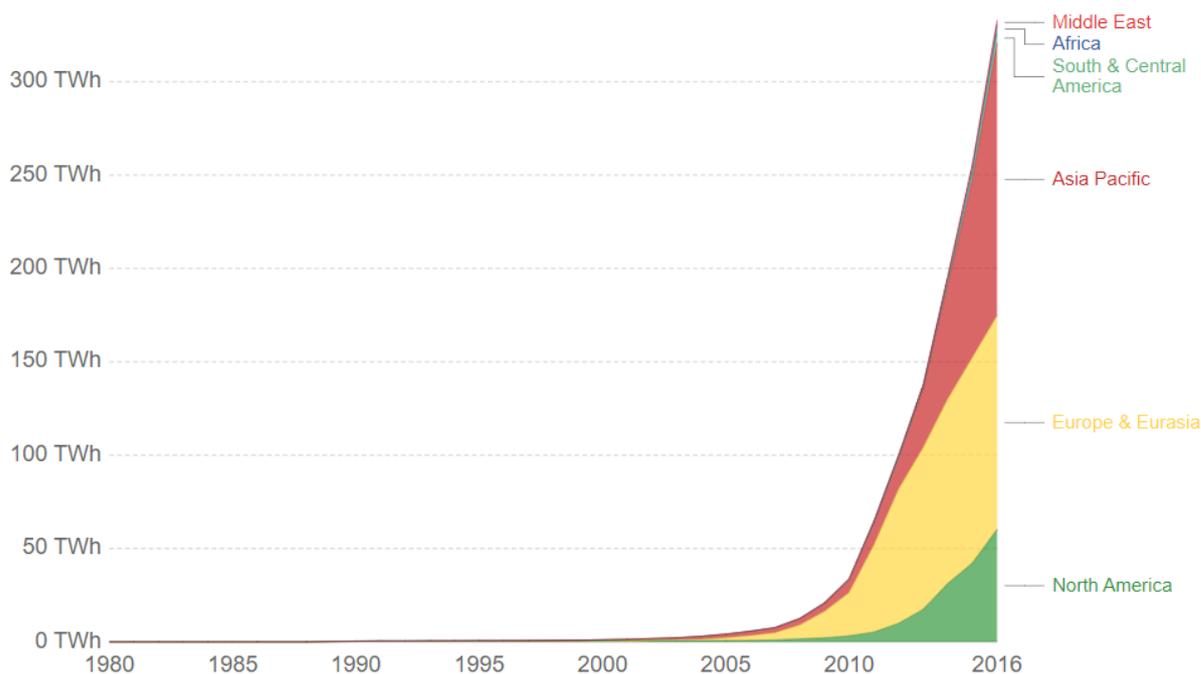


Figura 3.2. Consumo de energía solar fotovoltaica por región (BP, 2017)

3.2 Sistemas de almacenamiento

Gracias a los sistemas de almacenamiento se puede sincronizar la oferta y la demanda, de manera que se puede acumular la energía en los periodos de baja demanda para liberarla después en los periodos con una demanda elevada.

Existen distintas tecnologías para el almacenamiento de energía que se podrían clasificar en dos grandes grupos:

- Sistemas con una gran capacidad para suministrar potencia pero una capacidad de almacenamiento limitada.
- Sistemas con una gran capacidad de almacenamiento pero con una capacidad reducida de suministrar potencia.

Los sistemas correspondientes al primer grupo son los más apto para controlar la calidad de la potencia eléctrica generada, entre ellos cabe destacar los supercondensadores, los supercondensadores magnéticos, los volantes de inercia y las baterías.

En el segundo grupo tendría cabida los sistemas de almacenamiento mediante hidrógeno, los sistemas hidroeléctricos y los de gas comprimido.

En la figura 3.4 y 3.5 se puede apreciar los distintos sistemas de almacenamiento y su aplicación en función de sus características, a la vez que los costes de inversión.

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para abastecer a una vivienda

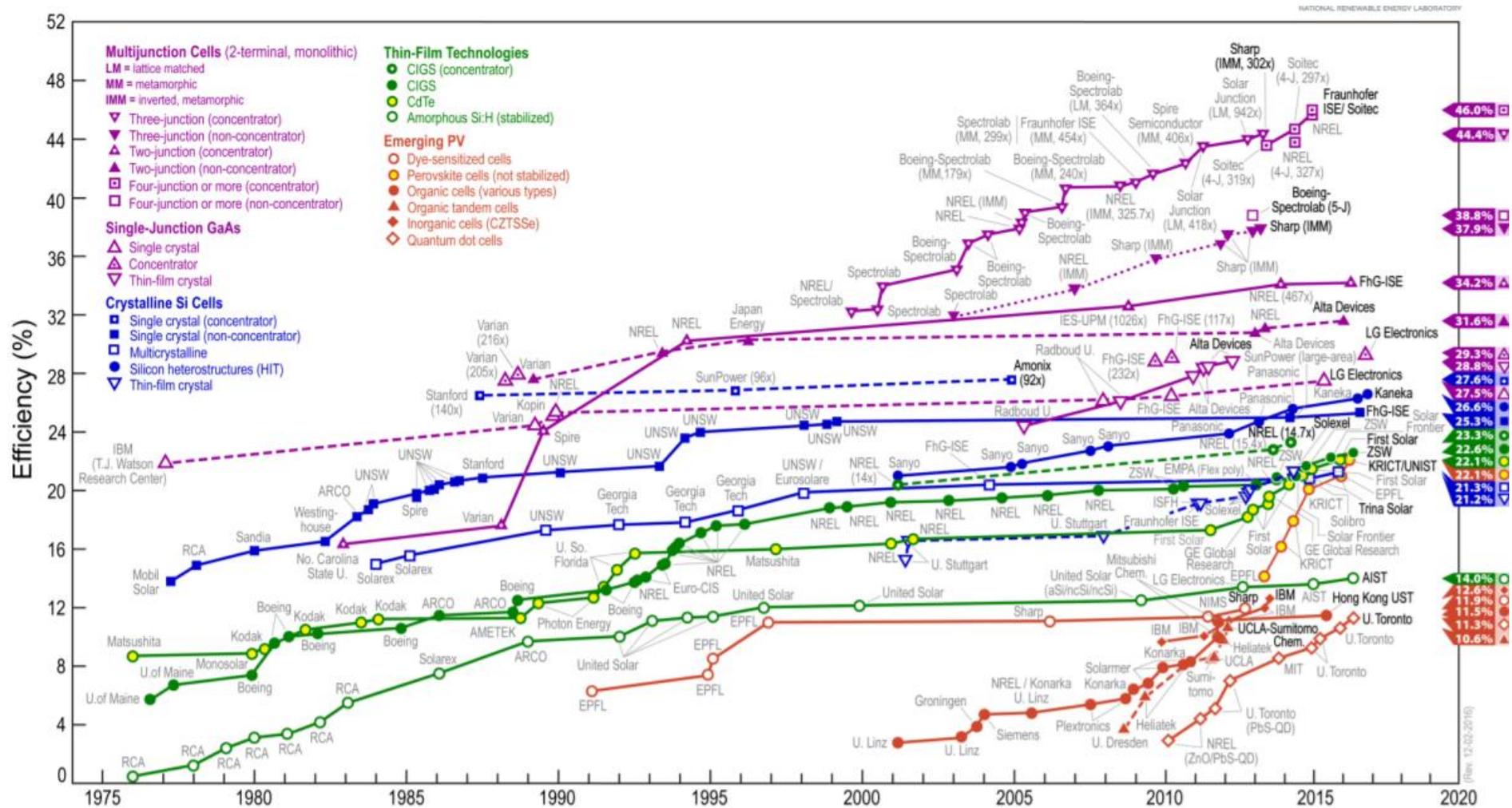


Figura 3.3. Evolución de la eficiencia de las células fotovoltaicas en función de las tecnologías.

Para este trabajo solo se hará una breve mención a los sistemas de baterías, más específicamente a las baterías ácido plomo, y a los sistemas de almacenamiento mediante hidrógeno comprimido, ambo en la configuración del sistema objeto del análisis en este trabajo.

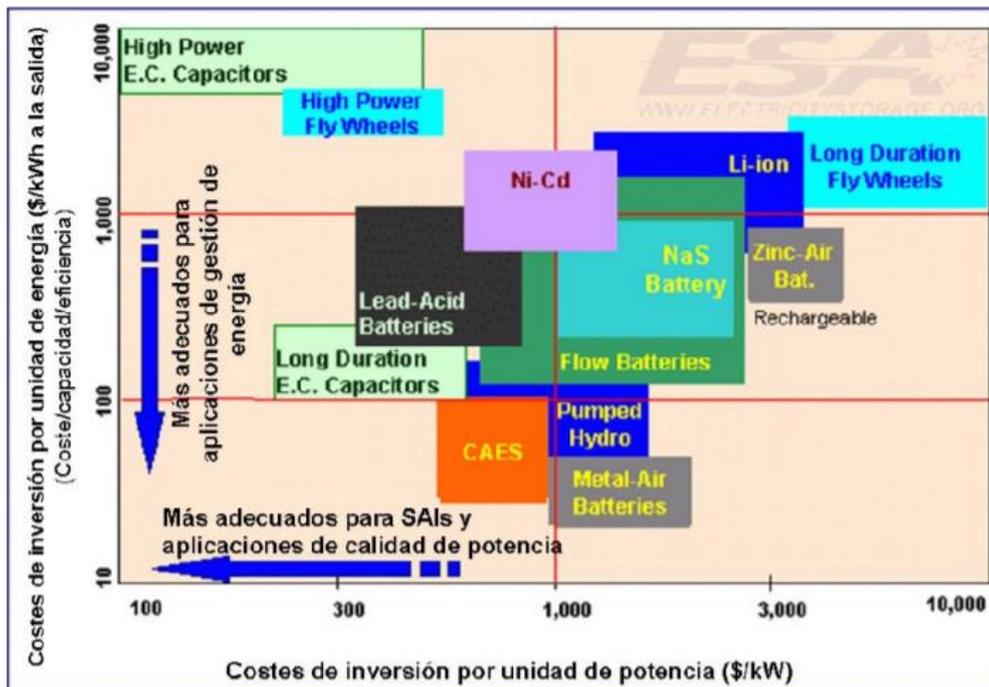


Figura 3.4. Costes de inversión por unidad de potencia y de energía (López E. M., 2013)

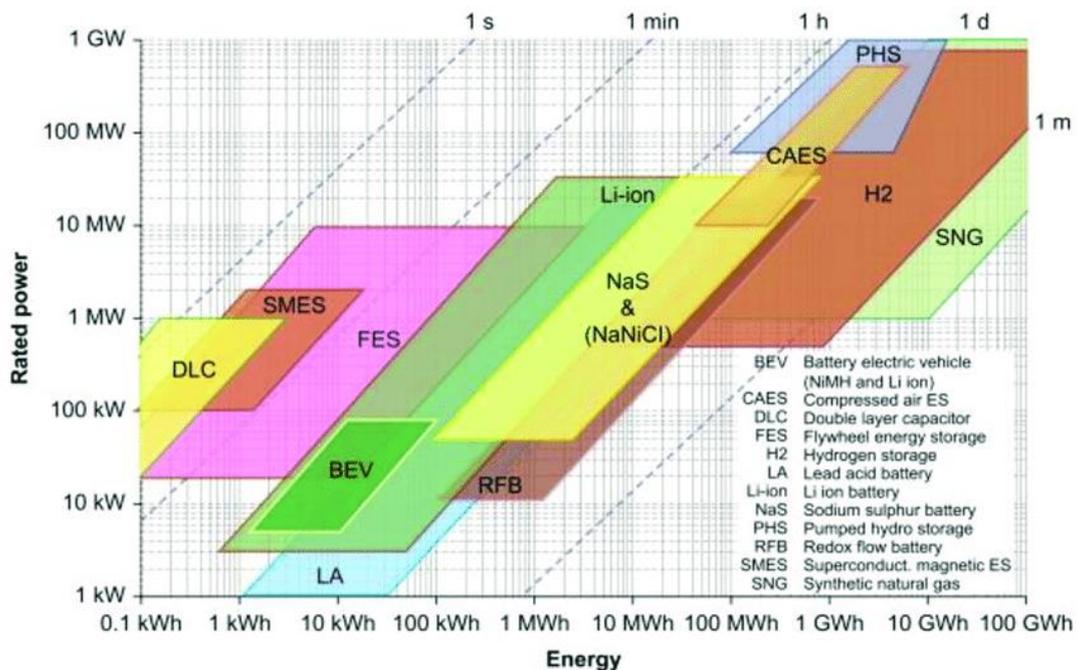


Figura 3.5. Potencia nominal, capacidad y tiempo de carga/descarga para diferentes tecnologías de almacenamiento (Bignucolo F., 2017)

3.2.1 Baterías

Las baterías recargables son los sistemas más antiguos de almacenamiento de energía eléctrica. Estas almacenan la energía eléctrica en forma de energía química en su interior mediante un sistema compuesto por una o varias celdas electroquímicas.

La celda está formada por los siguientes componentes:

- Ánodo: donde se produce el fenómeno de oxidación.
- Cátodo: donde se produce el fenómeno de reducción.
- Electrolito: que es el conductor iónico líquido o sólido.

Durante la descarga, las reacciones electroquímicas tienen lugar en los dos electrodos y la corriente de electrones fluye por el exterior del circuito. La reacción es reversible, permitiendo a la batería recargarse al aplicar un voltaje externo entre los dos electrodos.

En la figura 3.6 se puede ver un esquema básico de una celda electroquímica, la celda galvánica. Esta fue desarrollada en 1800 por Alessandro Volta a raíz de los descubrimientos de Luigi Galvani. Es la primera celda electroquímica desarrollada y el germen que daría lugar de la batería eléctrica.

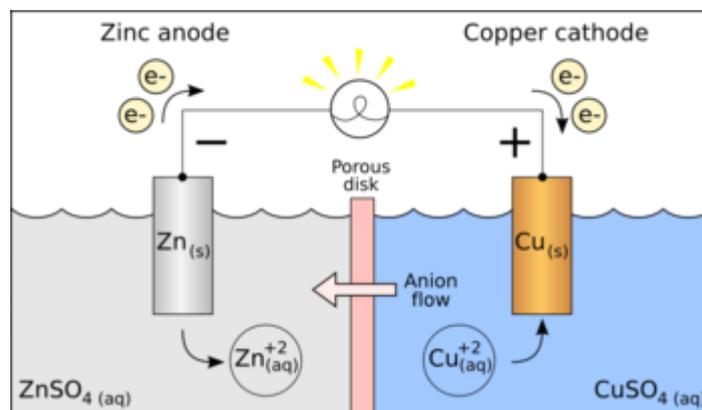


Figura 3.6. La celda galvánica o celda voltaica

Las baterías recargables presentan una eficiencia de almacenamiento de la energía bastante elevada, que se encuentra entre el 60% y el 95% dependiendo de la tecnología (Hadjispaschalis I., 2009) (Valverde L., 2013)

No obstante, los sistemas de baterías a gran escala no son comunes ya que presentan ciertas desventajas como: bajas densidades energéticas, baja potencia, un alto coste de mantenimiento y una vida útil corta.

La capacidad de una celda es la cantidad total de electricidad producida en la reacción electroquímica, la cual se suele medir en amperios-hora. Se define como capacidad teórica al producto del número de moles que intervienen en la reacción completa de descarga, el número de electrones que intervienen en la reacción y de la constante de Faraday. Sin embargo, la capacidad real de la batería siempre resulta inferior

a la capacidad teórica puesto que la utilización de los materiales activos nunca llega a ser del 100%.

Los ciclos de carga/descarga definirán la vida útil de las baterías. A medida que una batería es descargada y cargada, su capacidad sufre alteraciones, de manera que, tras un cierto número de ciclos, la batería pierde calidad y no consigue completar con éxito las reacciones químicas. La carga en exceso puede también ser perjudicial para su vida útil.

Los tipos de baterías más comunes empleados en sistemas de almacenamiento son: baterías de plomo-acido, níquel-cadmio y las baterías de ion-litio. En la tabla 3.1 se puede apreciar una comparativa entre estas.

	PLOMO-ACIDO	NIQUEL-CADMIO	LITIO
DENSIDAD DE POTENCIA (W/kg)	180	>180	500-2000
DENSIDAD DE ENERGÍA (Wh/kg)	30	50-80	80-150
EFICIENCIA	85-95%	65-80%	90-99%
VOLTAJE CELDA (V)	2	1.2-1.65	3.7
AUTO-DESCAGA (CAPACIDAD/MES)	2%	10%	5%
VIDA (AÑOS)	5-15	>15	<5
CICLOS OPERACIÓN	1200-1800	>2000	>1500

Tabla 3.1. Comparativa de características de tecnología de baterías recargables (Valverde L., 2013)

• BATERIAS PLOMO-ACIDO

Las baterías de plomo-ácido son los tipos de baterías más antiguas y están basadas en reacciones químicas que involucran dióxido de plomo, plomo y ácido sulfúrico que actúa como electrolito (Hadjispaschalis I., 2009) (Valverde L., 2013).

Las reacciones que tienen lugar son las que se muestran a continuación (figura 3.7). De izquierda a derecha se muestra las reacciones que tienen lugar en el acumulador durante la carga y de derecha a izquierda se muestra las reacciones que tienen lugar en la descarga.

Las baterías convencionales de plomo-ácido son las más empleadas y más maduras comercialmente, pero presentan los inconvenientes de tener una baja densidad de energía y una durabilidad limitada. El rango de voltaje de una celda de este tipo de batería es de 2V y la densidad de energía en masa, volumen y potencia de estas baterías se sitúan en torno a 30-40 Wh/kg, 80-100 Wh/l y 180 W/kg, respectivamente, y la vida útil típica en el rango 1200-1800 ciclos de carga/descarga. Además de su madurez tecnológica y probada fiabilidad, presentan un coste relativamente bajo, en torno a 65

US\$/kWh para típicos diseños húmedos, y entre 120 US\$/kWh para diseños con válvula de regulación (Albright G., 2012) (López E. M., 2013).

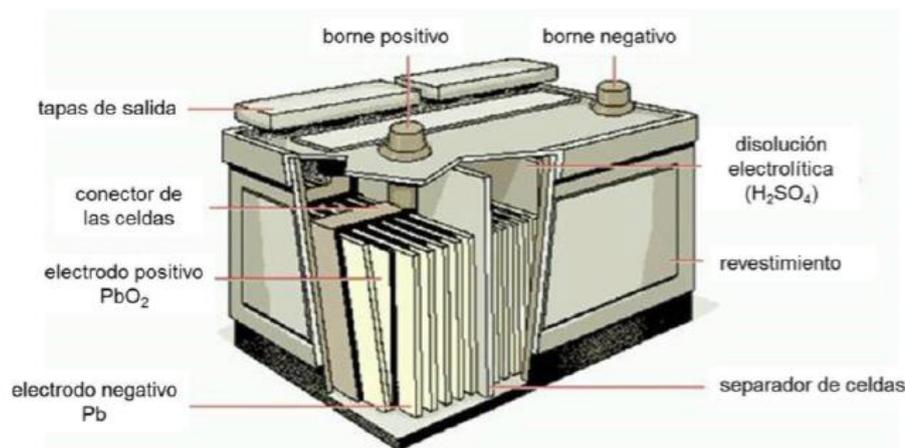


Figura 3.7. Batería plomo-ácido y reacciones (Cejudo N., 2016)

Son fáciles de instalar y requieren un mantenimiento relativamente bajo, siendo precisamente su bajo coste lo que mantiene el interés de este tipo de baterías a pesar de sus desventajas técnicas frente a otros sistemas; bajos ciclos de carga/descarga, una vida operacional relativamente corta, entre 5 y 15 años, y un impacto medioambiental asociado a su fabricación y desecho.

3.2.2 Hidrógeno

El hidrógeno se utiliza y lleva siendo utilizado desde hace más de un siglo en la industria química y petroquímica como materia prima. Sin embargo, su aplicación como vector energético es prácticamente nueva en comparación, como ya se ha expuesto en el subapartado 2.2.

Para estos usos tradicionales del hidrógeno en aplicaciones industriales se han venido usando dos métodos de almacenamiento, de forma similar a los que se utilizan en otros gases industriales. Estos métodos son la compresión y la licuefacción de hidrógeno.

Para el almacenamiento de hidrógeno producido, actualmente existen diversos tipos de tecnologías. Como ya se ha hecho mención, existen la presurización y la licuefacción, pero también está muy presente la absorción en hidruros metálicos. Por último, se encuentra en fase de investigación y desarrollo la absorción mediante nanotubos de carbono.

Las dificultades para el almacenamiento del hidrógeno aparecen porque a pesar de que el hidrógeno tiene uno de los mayores niveles de energía específica (energía por

kilogramo) su densidad es muy baja y tiene uno de los menores niveles de densidad de energía (energía por metro cúbico). Por ello, si se quiere almacenar de forma física, requiere presiones de almacenamiento muy elevadas para aumentar la capacidad de almacenamiento, el ratio de almacenamiento de hidrógeno por unidad de peso, pero esto a su vez se incrementa el costo de los materiales y de la presurización del hidrógeno. En la figura 3.8 se puede apreciar las formas de almacenamiento físico del hidrogeno.

Actualmente se pueden encontrar tanques de almacenamiento con presiones hasta 200 bares, en tanques de acero; de hasta los 350 bar en tanques con revestimiento de aluminio y fibra de carbono; e incluso aunque ya existan ciertos modelos, siguen en fase de investigación nuevos materiales que podrían soportar hasta 700 bar. El avance en materia de hidrógeno presurizado pende del actual desarrollo de nuevas tecnologías materiales y de los costes de fabricación.

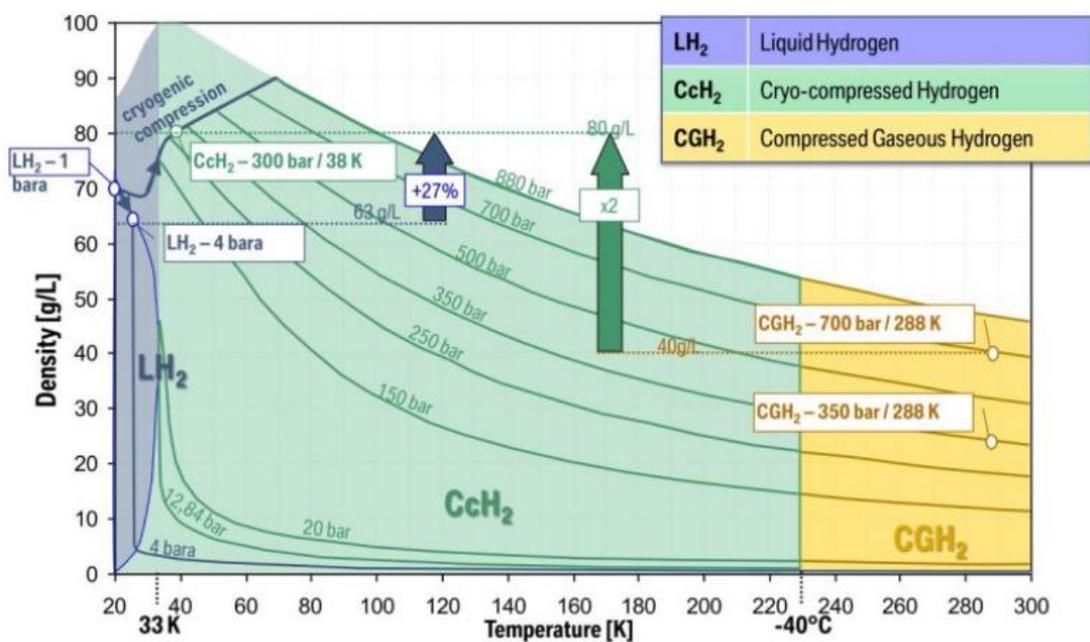


Figura 3.8. Diagrama Densidad-Temperatura en la compresión del hidrógeno para un almacenamiento físico (BMW GROUP, 2012)

Respecto al almacenamiento de hidrógeno en estado líquido, la licuefacción del hidrógeno requiere temperaturas extremadamente bajas (figura 3.8). El hidrogeno criogénico se obtiene por licuación a una temperatura de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$. Es un proceso con un gran consumo de energía y precisa de contenedores especialmente aislados debido a las inevitables pérdidas térmicas tanto en el almacenamiento y manejo. Es una tecnología desarrollada, que al igual que en el hidrógeno presurizado, pende directamente de las nuevas tecnologías materiales y la reducción de los costes de fabricación.

Por otra parte, el almacenamiento mediante hidruros metálicos salva alguno de los inconvenientes anteriores. Este tipo de almacenamiento permite almacenar a presiones relativamente bajas, con una densidad volumétrica alta y sin unas exigencias térmicas tan extremas como el hidrógeno líquido.

Los hidruros metálicos son un grupo de materiales que absorben hidrógeno y pueden liberarlo después en unas condiciones de operación moderadas.

Aunque estos compuestos de hidruros metálicos también presentan ciertos problemas; se degradan con el tiempo, requieren una gestión térmica ya que son reacciones exotérmicas, son muy sensibles a las impurezas y a día de hoy presentan un coste de almacenamiento mayor.

A pesar de todo lo anterior, la mayor seguridad que ofrecen y sus mejores características para sistemas estacionarios a pequeña y medía escala lo convierten en una solución de almacenamiento atractiva para el futuro.

Por último, los nanotubos de carbonos son estructuras que poseen una gran área superficial, baja densidad y gran volumen de poros, lo que les dota de un gran potencial como material para el almacenamiento de hidrógeno. Sin embargo, aún se encuentra en fase de investigación y desarrollo, quedando por definir y verificar números aspectos de esta tecnología.

3.3 Electrolizador

Es el dispositivo en el cual tiene lugar la electrolisis. Físicamente un electrolizador consiste en varias células conectadas en serie. Cada una de ellas con una serie de elementos comunes:

- Los electrodos, cátodo y ánodo.
- El electrolito. Este va a determinar el tipo de electrolizador, siendo los más usados los ácidos (electrolito en estado sólido) y los alcalinos (electrolito en estado líquido) y es el encargo de transportar los iones entre en ánodo y el cátodo.
- El diafragma. Es una membrana que dependiendo del electrolizador limita el paso de compuestos entre la parte anódica y catódica de la celda, impidiendo la mezcla del hidrógeno y oxígeno producido.

Existen distintos tipos de tecnologías compatibles con la electrólisis del agua. Acorde al electrolito utilizado se diferencia entre electrolisis alcalina (AEC), electrolisis acida (PEMEC) y electrolizadores de óxidos sólidos (SOEC). Aunque solo se ahondará en la electrolisis acida, en la tabla 3.2 se muestran las principales características de los tres tipos de electrolizadores.

• Electrolizador tipo PEM

La electrólisis que tiene lugar en este tipo de electrolizadores es la ácida. Esta fue descubierta con anterioridad a la electrolisis alcalina y el electrólito es una membrana de intercambio protónico (PEM). Aunque es una tecnología menos madura y menos robusta que la de los electrolizadores alcalinos, presenta una serie de ventajas; están son su mayor seguridad y fiabilidad, al no existir un fluido en movimiento; una mayor pureza de los

gases obtenidos, al no haber arrastre de electrolito; y unas pérdidas óhmicas de la membrana menores que las del electrolito líquido, por lo que para una misma intensidad eléctrica, el voltaje de operación de la celda electrolítica será menor.

	AEC	PEMEC	SOEC
Electrolyte	Aq. potassium hydroxide (20–40 wt% KOH) [9,32,33]	Polymer membrane (e.g. Nafion) [33,34]	Ytria stabilised Zirconia (YSZ) [37,38]
Cathode	Ni, Ni-Mo alloys [9,32,33]	Pt, Pt-Pd [34]	Ni/YSZ [37,38]
Anode	Ni, Ni-Co alloys [9,32,33]	RuO ₂ , IrO ₂ [34]	LSM ^b /YSZ [37,38]
Current density (A cm ⁻²)	0.2–0.4 [34]	0.6–2.0 [34]	0.3–2.0 [9,38]
Cell voltage (V)	1.8–2.4 [34]	1.8–2.2 [34]	0.7–1.5 [38]
Voltage efficiency (% _{EMV})	62–82 [34]	67–82 [34]	<110 [33]
Cell area (m ²)	<4 [33]	<0.3 [33]	<0.01 [33]
Operating Temp. (°C)	60–80 [34]	50–80 [34]	650–1000 [37,38]
Operating Pressure (bar)	<30 [33]	<200 [33]	<25 [33]
Production Rate ^c (m ³ _{H2} h ⁻¹)	<760 [33]	<40 [33]	<40 [33]
Stack energy ^c (kWh _{el} m ⁻³ _{H2})	4.2–5.9 [34]	4.2–5.5 [34]	>3.2 [33]
System energy ^c (kWh _{el} m ⁻³ _{H2})	4.5–6.6 [16]	4.2–6.6 [16]	>3.7 (>4.7) _{kWh_{energy}} ^a
Gas purity (%)	>99.5 [32]	99.99 [33]	99.9 ^a
Lower dynamic range ^d (%)	10 – 40 [33,34]	0 – 10 [34]	>30 ^a
System Response	Seconds [33]	Milliseconds [33]	Seconds ^a
Cold-start time (min.)	<60 [16]	<20 [16]	<60 ^a
Stack Lifetime (h)	60,000–90,000 [16]	20,000–60,000 [16]	<10,000 ^a
Maturity	Mature	Commercial	Demonstration ^a
Capital Cost (€ kWh _{el} ⁻¹)	1000–1200 [16]	1860–2320 [16]	>2000 [16]

^a Where no reference is provided, data were derived during expert elicitations.
^b Perovskite-type lanthanum strontium manganese (La_{0.8}Sr_{0.2}MnO₃).
^c Refers to norm cubic meter of hydrogen (at standard conditions) and respective electrical energy consumption (kWh_{el}) if applicable.
^d Minimum operable hydrogen production rate relative to maximum specified production rate.

Tabla 3.2. Principales características de los sistemas AEC, PEM y SOEC (Schmidt O., 2017)

Durante los últimos años ha tenido lugar un avance en esta tecnología a raíz del desarrollo de las pilas combustible de intercambio protónico (PEMFC), debido a que el principio que rige el funcionamiento de un electrolizador es el mismo que rige el funcionamiento de una pila de combustible con la diferencia de que la reacción electroquímica se dará en sentido contrario.

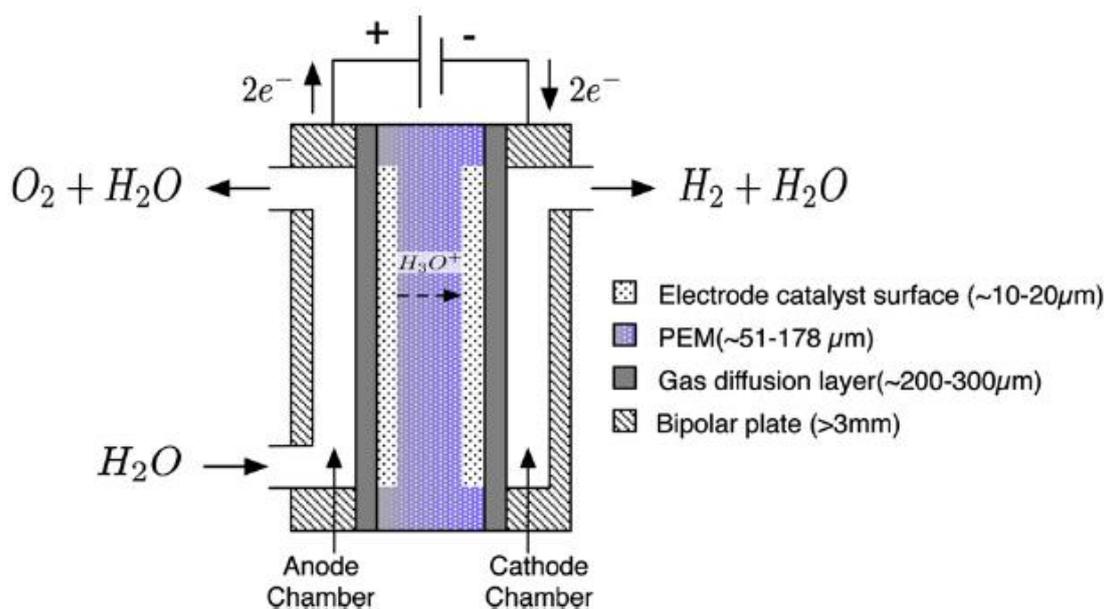
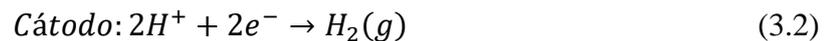
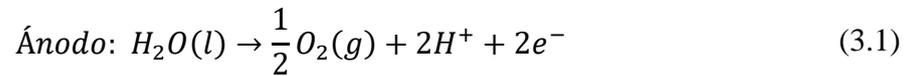


Figura 3.9. Principio de operación y esquema básico de la célula electrolítica de un electrolizador PEM (García-Valverde R.- Optimized method for photovoltaic-water electrolyser direct Coupling, 2011)

En estos electrolizadores, el agua es introducida por la zona del ánodo y disociada en oxígeno, protones y electrones. Los protones son conducidos a través de la membrana (PEM) hacia el cátodo por el campo electrónico, donde se combinan con los electrones procedentes del circuito externo para formar hidrogeno gas. Las semirreacciones que tienen lugar durante este proceso son:



Un esquema básico de las células de estos electrolizadores se puede apreciar en la figura 3.9.

Los catalizadores usados para el tratamiento de los electrodos son: platino, iridio, rutenio y rodio. La membrana que se suele emplear es derivada del Teflón y comercialmente es conocida como Nafion 117.

3.4 Pila de Combustible

Una pila de combustible no es más que un dispositivo electroquímico que es capaz de convertir la energía química contenida en un combustible directamente en energía eléctrica. La pila de combustible tiene la capacidad de producir energía eléctrica continuamente siempre que se alimente a los electrodos de combustible y de comburente.

El principio de funcionamiento, como ya se ha mencionado anteriormente, es el mismo que rige al electrolizador. En la figura 3.10 se puede apreciar el esquema básico de una pila de combustible. Existen diversos tipos de pilas de combustible en función del electrolito, aunque solo se va a ahondar en las pilas de combustible tipo PEM. En la tabla 3.3 se puede observar una comparativa entre las distintas pilas de combustible existentes.

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para abastecer a una vivienda

TIPO	ELECTROLITO	T _{OP} [°C]	POTENCIA	EFICIENCIA	APLICACIONES
PEM	Polímero compuesto por ácido perfluorosulfónico	< 120	< 1kW – 100 kW	60%	Portátiles Transporte Vehículos
AFC	Mezcla fundida de hidróxido de potasio	< 100	1-100 kW	70%	Misiones espaciales y/o militares Transporte
MCFC	Aleación de níquel	600 - 700	10 kW – 2 MW	60%	Generación centralizada de energía eléctrica para aplicaciones industriales
SOFC	Zirconia estabilizada con ytrio	500 - 1000	1 kW - 2 MW	60%	Sistema auxiliar en automóviles Generación de electricidad y calor
PAFC	Ácido fosfórico	150 - 205	50 kW – 400 kW	40%	Aplicaciones estacionarias

Tabla 3.3. Comparación entre los distintos tipos de pilas de combustible (Martínez R., 2016)

Las pilas de combustible se encuentran constituidas por varias células individuales conectadas eléctricamente en serie. Al apilamiento de estas celdas se le denomina “stack” (figura 3.11).

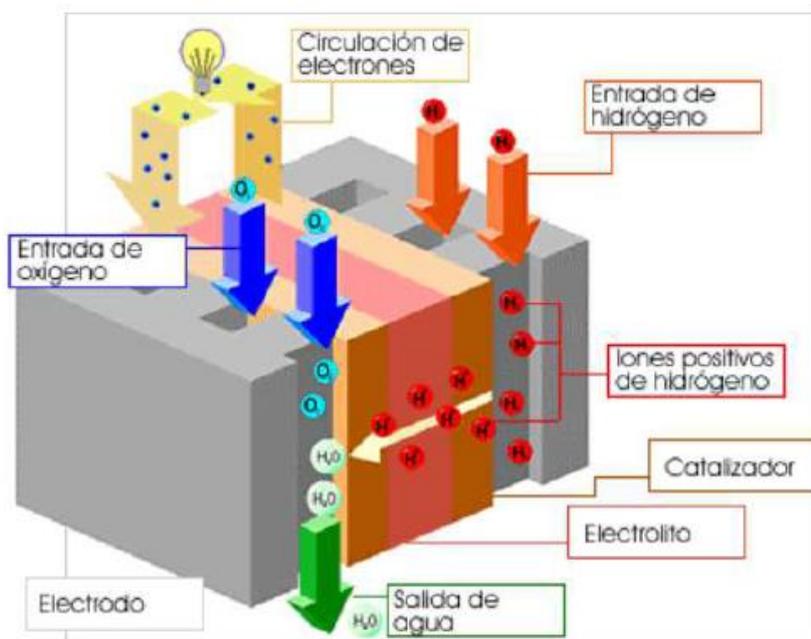


Figura 3.10. Esquema de funcionamiento de una celda de pila de combustible (Martínez J. J., 2005)

Algunas de las ventajas que presenta las pilas de combustible para la producción de energía son:

- Eficiencia: por lo general, una pila de combustible presenta mejor eficiencia que un motor de combustión. Además, la eficiencia de la pila no cambia con el tamaño: las pilas de potencias pequeñas trabajan con eficiencias relativamente similares a las de mayor potencia. Esto se debe principalmente a que las pilas convierten directamente la energía del combustible en energía eléctrica a través de las reacciones electroquímicas que tienen lugar en su interior. Si comparamos con los motores de combustión tradicionales, para una misma cantidad de energía del combustible, la eficiencia de la pila de combustible será mayor que la del motor. Por otro lado, el hecho de que se pueda aprovechar el calor residual hace que la eficiencia de las pilas pueda aún aumentar. En la siguiente gráfica podemos observar la comparación en cuanto a eficiencias de una pila de combustible con otros sistemas de producción de electricidad más convencionales.
- Bajas emisiones: al ser el hidrógeno el combustible, el producto resultante es simplemente agua. No hay ningún contaminante. Esto hace que la pila sea una tecnología limpia, de emisión cero. Esto es interesante principalmente para su aplicación en el sector automovilístico.
- Simplicidad de fabricación: como hemos visto en este trabajo, el principio de funcionamiento de una pila de combustible PEM es bastante sencillo. No dispone de una construcción complicada puesto que no necesita de muchos componentes y no presenta muchas partes móviles. Consecuentemente su diseño es simple. Esto además favorece la flexibilidad de emplazamiento: se pueden instalar en numerosos lugares, desde un dispositivo para cargar la batería de un teléfono móvil hasta otro capaz de mover un vehículo. Por otro lado, su carácter modular permite que, cuando se necesite aumentar la potencia requerida, se puedan conectar módulos en serie.
- Nivel de ruido bajo: esto es muy interesante sobre todo para las aplicaciones portátiles. Las pilas de combustible no presentan ningún mecanismo que pueda provocar ruido en su interior. El poco ruido que pueda haber es el proveniente de los sistemas de alimentación de combustible o de refrigeración de la pila.

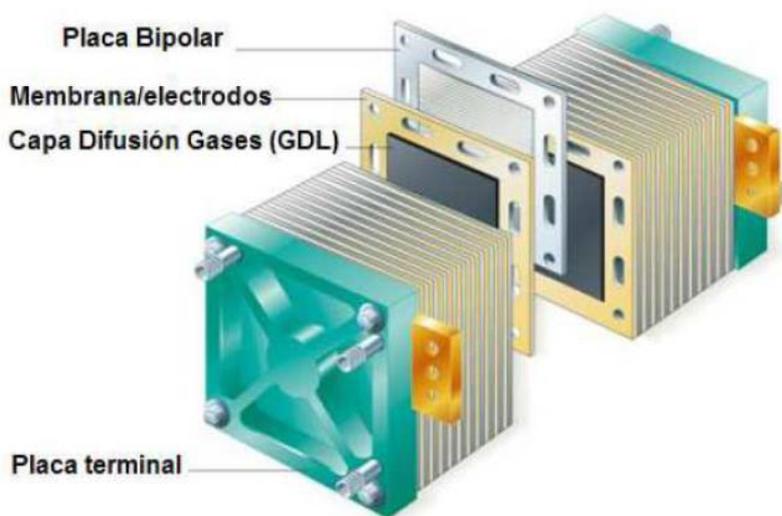


Figura 3.11. Esquema del stack de una pila de combustible (Valverde L., 2013)

Pero también como hemos dicho existe una serie de desventajas. No existe la fuente de energía perfecta. Y las pilas de combustible no son la excepción:

- Coste elevado en su producción debido a la poca demanda actual a gran escala, y a algunos materiales caros, como el platino
- La industria del hidrógeno es pequeña. Para producir H_2 no existen yacimientos de H_2 y es necesario producirlo en un proceso que requiere energía y es caro. Hay que extraerlo otras materias primas, y algunos procesos, como licuar el hidrógeno, suponen un elevado gasto energético. A su vez el hidrógeno presente una Baja densidad frente a otros combustibles y hay que cuidar aspectos como su seguridad en el manejo y el almacenamiento.
- La fiabilidad de algunos tipos de pila de combustible todavía está en desarrollo.
- Corta vida útil, sobre todo en aquellas que trabajan a altas temperaturas.
- Poca robustez. Algunas son sensibles a la contaminación y a la temperatura

• Pila combustible tipo PEM

Una pila PEM tiene un electrolito solido polimérico que es capaz de conducir cargas positivas o protones, ion H_3O^+ , y es una barrera para el paso de los gases reactantes y de las cargas negativas. El material más empleado para la membrana en estas pilas es el Nafion.

La membrana requiere una hidratación contante para mantener la conductividad iónica, lo que es un aspecto muy importante en este tipo de pilas.

Por otro lado, la principal característica para la membrana es que debe tener una alta capacidad para la conducción de protones. En cambio, debe ser una barrera para el

paso de los gases reactantes y de las cargas negativas. Por último, debe ser tanto química como mecánicamente estable.

Las pilas de combustible tipo PEM operan a baja temperatura, en el rango entre 60-120 °C, esto permite rápidos arranques y respuestas inmediatas a los cambios de demanda de potencia. Sus costes son relativamente bajos comparados con otras pilas de combustible y tienen una densidad de potencia alta. Otras características de este tipo de pila son la eliminación de fluidos corrosivos y su baja susceptibilidad a la orientación de la pila. Como resultado de lo anterior, las pilas de combustible tipo PEM son particularmente apropiadas para la aplicación en automóviles y también en aplicaciones de carácter estacionario. (Martínez J. J., 2005)

3.5 Regulador de carga e inversores

Respecto al regulador de carga y los inversores únicamente se va a señalar que son dispositivos electrónicos empleados para adecuar las tensiones e intensidades de trabajo entre los elementos del sistema. El modo de funcionamiento y los tipos de reguladores e inversores quedan fuera del objeto y conocimiento de este trabajo.

- Regulador de carga adecuará el voltaje entre el generador fotovoltaico y la batería o bien el electrolizador.
- Inversores adecuaran el voltaje de entrada desde bien el generador fotovoltaico, la batería o la pila de combustible a un voltaje de corriente alterna de 220V y 50 Hz a la salida para abastecer la demanda de la vivienda.

4 METODOLOGÍA

Antes de comenzar con el desarrollo de la metodología vale la pena volver a recordar el objetivo de este trabajo. La finalidad de este es analizar la viabilidad de introducir un subsistema de hidrógeno en un sistema fotovoltaico con banco de baterías autónomo que sustenta una vivienda aislada.

Contextualizado el fin latente del trabajo, se va a proceder a desarrollar y definir a lo largo de este punto la metodología empleada para el análisis de la conversión del sistema fotovoltaico con baterías, caso base en el estudio, a un sistema híbrido, ambos completamente autónomos.

4.1 Caso de estudio

Como punto de partida se va a describir las características de la vivienda del estudio. Señalar previamente que la vivienda en cuestión no existe, sino que partimos de un supuesto. Al situarla geográficamente y describir las distintas características de esta se definirán las condiciones meteorológicas a las que está expuesta y su demanda energética.

4.1.1 Antecedentes

Las hipótesis propuestas para la vivienda objeto del análisis son las siguientes:

- Se encuentra localizada en Sevilla.
- Es una vivienda unifamiliar.
- Tiene una ocupación anual.

4.1.2 Análisis de la demanda eléctrica de la vivienda

Para dimensionar la instalación fotovoltaica de consumo es necesario conocer la demanda de energía eléctrica que tiene la vivienda.

A partir de las hipótesis expuestas anteriormente se ha elaborado una estimación del consumo diario de la vivienda, en función de la estación, a partir de la frecuencia de consumo de los elementos de la vivienda y las potencias instaladas. En la tabla 4.1 se puede consultar los consumos diarios estimados.

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para abastecer a una vivienda

Elementos de Consumo de la Vivienda		Consumo diario kWh/día		
		Invierno	Primavera	Verano
Iluminación	Lámpara LED	1.35	1.22	1.08
	Frigorífico	3.60	3.60	3.60
Cocina	Microondas	0.08	0.08	0.08
	Campana extractora	0.09	0.09	0.09
Salon	Televisor	0.15	0.15	0.20
	Ordenador	1.00	1.00	1.00
	Equipo de música	0.14	0.14	0.14
	Ventilador			0.10
Lavadero	Lavadora	1.60	1.60	1.60
	Plancha	1.00	1.00	1.00
Habitaciones	Cargador móvil	0.02	0.02	0.02
	Cargador PC Portatil	0.07	0.07	0.07
	Lampara	0.09	0.09	0.04
Baños	Secador	0.03	0.03	0.03
	Calefactor	1.20	0.00	0.00
Climatización	Bomba de Calor (split 1x1)			4.47
		10.43	9.09	13.54

Tabla 4.1. Estimación de consumos diarios de la vivienda

Con la estimación de consumo diario y un perfil estándar de consumo en vivienda proporcionado por un software, se ha obtenido un consumo horario promedio mensual a través de este mismo software. A partir del consumo horario promedio mensual se ha extrapolado a un consumo horario promedio anual obteniéndose el perfil de demanda eléctrica requerida por la vivienda objeto de estudio.

El desarrollo detallado para la obtención del perfil de demanda eléctrica se puede consultar en el [anexo I](#) de este mismo documento.

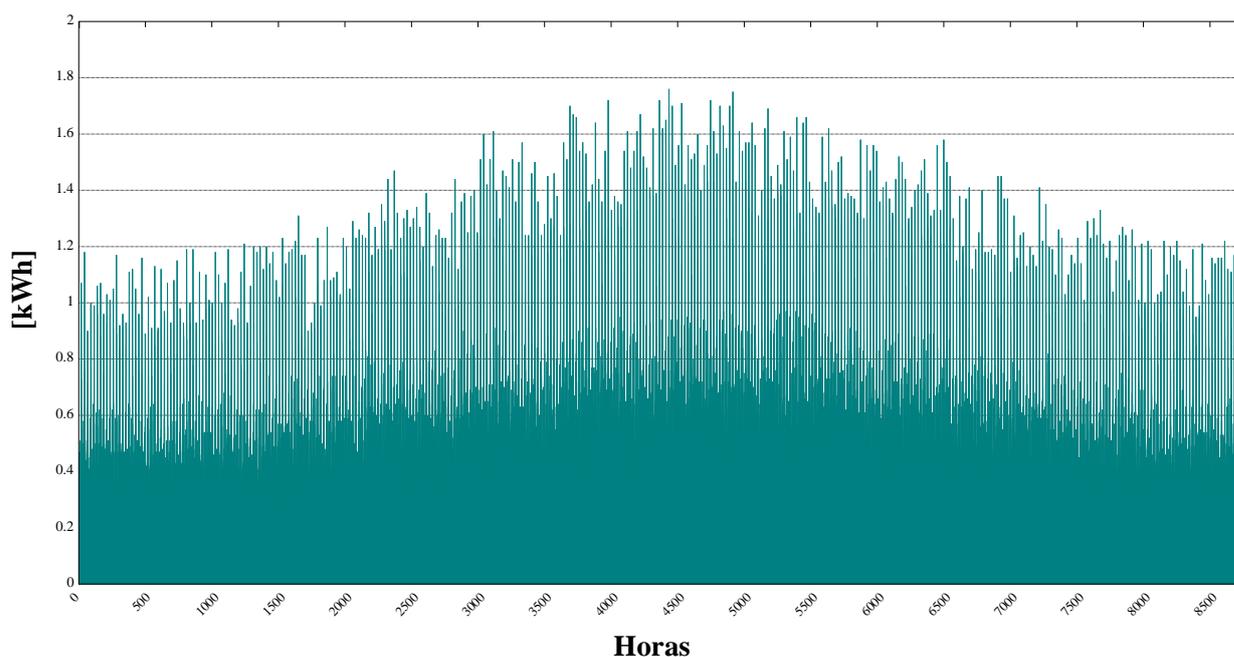


Figura 4.1. Perfil de Demanda Eléctrica Anual de la Vivienda

En la figura 4.1⁽¹⁾ se puede observar el perfil de la demanda eléctrica de la vivienda. Debido a las hipótesis consideradas en lo que corresponde a los elementos de consumo de la vivienda, expuestas en el [anexo 1](#), esta presenta un mayor consumo en los meses cálidos debido a la carga de refrigeración.

4.1.3 Caracterización del recurso solar

Como es lógico, el recurso solar del que dispondrá la vivienda dependerá de la orientación de los paneles. A través de la plataforma PVGIS se ha extraído la irradiación promedio mensual en función de la orientación e inclinación de los paneles.

A partir de la relación entre la demanda promedio mensual de la vivienda y la irradiación promedio mensual se ha escogido la orientación de los paneles solares en función de la estación del año a priorizar.

Escogida la orientación e inclinación de los paneles, a través de la herramienta que facilita la Junta de Andalucía “Programa de Cálculo de Años Meteorológicos Tipo de Andalucía”, se ha obtenido el año meteorológico promedio tipo de Sevilla con la radiación global horaria anual junto con la temperatura seca ambiental, datos necesarios para calcular la potencia generada por el sistema fotovoltaico.

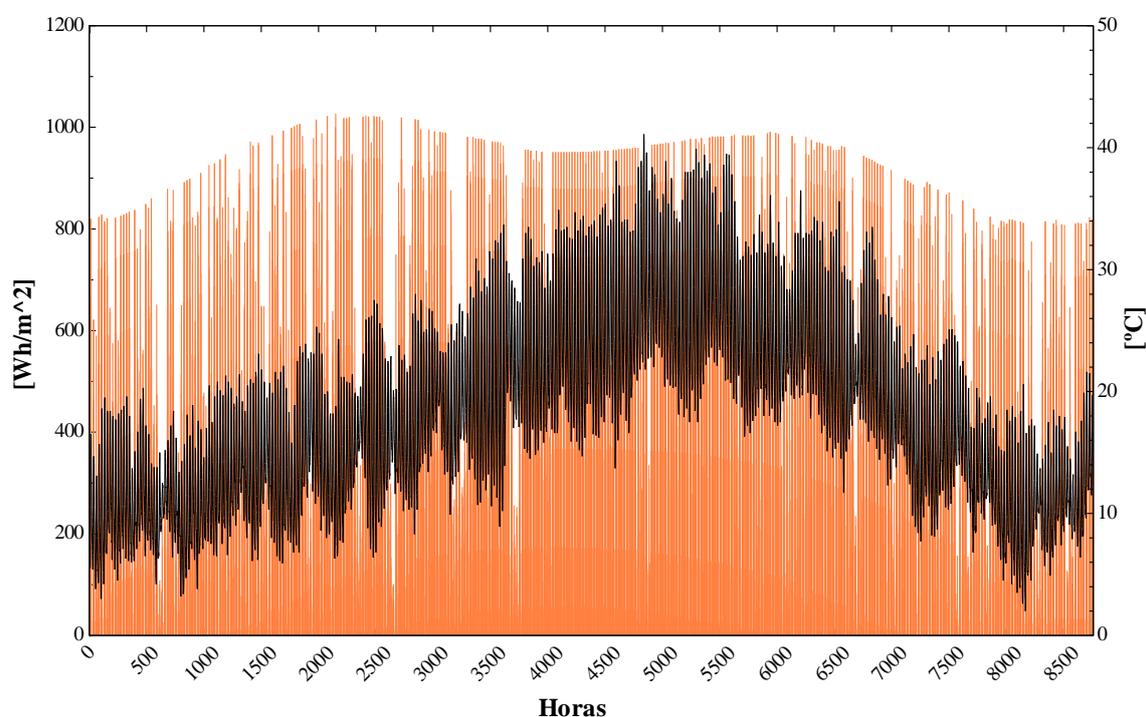


Figura 4.2. Año meteorológico tipo para orientación sur e inclinación 30°.

⁽¹⁾ Aunque en la figura parezca que la carga de la vivienda nunca se sitúa por valores debajo del 0.4 kW/h, la falta de resolución no permite ver los valores mínimos alcanzados.

En todos los casos se han orientado los paneles al sur para maximizar la radiación y se han escogido dos inclinaciones para el análisis, una a 30° y otra a 60°. Se toma como hipótesis válida que no exista sombreado. Todo el desarrollo detallado y las hipótesis asumidas se pueden consultar en el [anexo II](#)

En la figura 4.2⁽¹⁾ y figura 4.3⁽²⁾ se muestran los años meteorológicos tipo para orientación e inclinación 30° y 60° respectivamente.

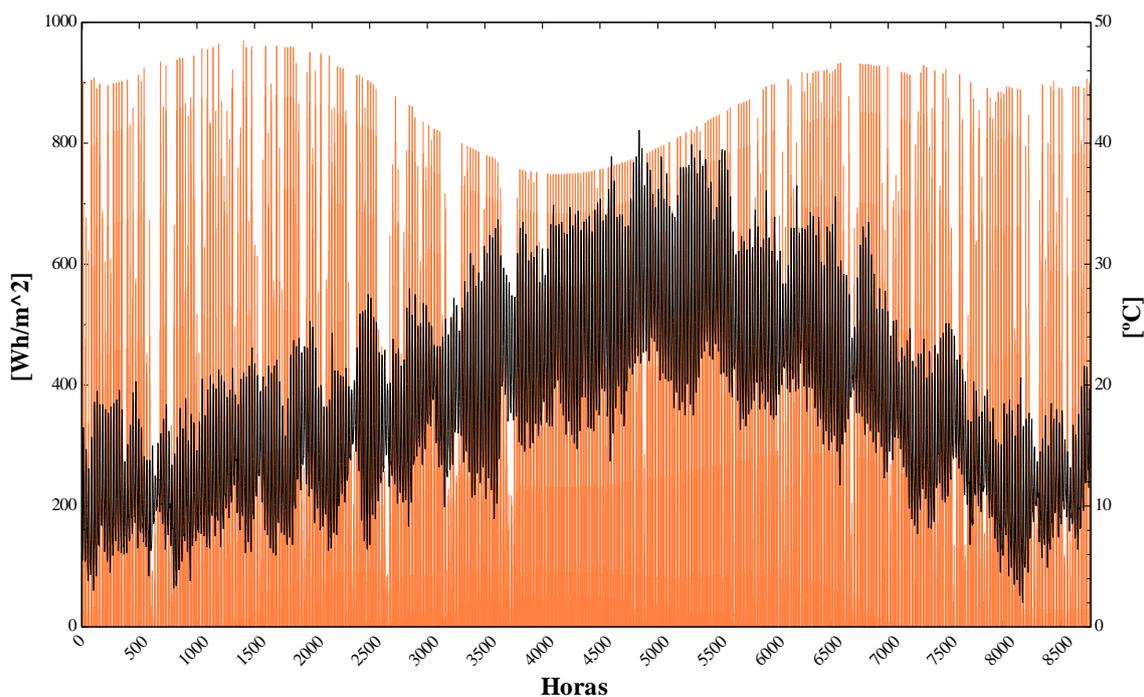


Figura 4.3. Año meteorológico tipo para orientación sur e inclinación 60°.

4.1.4 Configuración del sistema

Una vez obtenidos los datos de partida del caso de estudio se va a detallar la configuración de este.

Se puede distinguir dos partes, la configuración relativa al caso base de estudio y la rama con los elementos para la generación, acumulación y consumo de hidrógeno.

Los elementos integrantes del caso base son los habituales en los sistemas fotovoltaicos aislados:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversores.
- Conversor con seguimiento del punto de máxima potencia.

^{(1),(2)} La falta de resolución no permite con claridad los valores de temperatura y radiación horaria.

- Banco de baterías.

Y en la rama con los dispositivos relativos a las tecnologías del hidrógeno:

- Electrolizador.
- Tanque de baja presión.
- Pila de combustible.

En el sistema existirán unas pérdidas por distintas razones al igual que cada uno de los elementos tendrá un rendimiento. Todo ello se tendrá que tener en consideración para el análisis ya que el primer requisito de este es que la energía útil generada sea suficiente para cubrir la demanda eléctrica de la vivienda.

En el [anexo III](#) se adjunta un esquema de la configuración del sistema con los rendimientos y pérdidas aplicados en cada tramo.

4.2 Modelos Matemáticos Adoptados

4.2.1 Generador fotovoltaico

Como se dispone de la temperatura seca y la radiación solar que alcanza al panel en función de la inclinación de este y el acople del sistema fotovoltaico con el banco de baterías o el electrolizador se realiza a través de un seguidor del punto de máxima potencia, con el modelo matemático escogido únicamente se busca obtener la potencia generada por el sistema fotovoltaico.

El sistema de ecuaciones es el siguiente:

$$T_C = T_{amb} + \frac{TONC - 20}{800} * E \quad (4.1)$$

$$W_{pico} = W_{pico_0} + (T_C - 25) * \gamma \quad (4.2)$$

$$HSP = E/1000 \quad (4.3)$$

$$W_{pv} = N^o_{paneles} * HSP * t * \eta_{pv} * (1 - \eta_{cableado-otros})/1000 \quad (4.4)$$

- T_C : temperatura del módulo a una irradiancia y temperatura ambiente dada [°C].
- $TONC$: “Temperatura de Operación Nominal de la Célula”, es la temperatura de operación del módulo fotovoltaico en circuito abierto a 800 W/m² de irradiancia, 20 °C de temperatura ambiente y 1 m/s la velocidad del viento. Este dato lo facilita el fabricante [°C].
- T_{amb} : temperatura ambiente [°C].
- E : irradiancia solar [W/m²].

- W_{pico} : es la potencia pico de un solo módulo fotovoltaico a una temperatura dada [W].
- W_{pico_0} : potencia pico del módulo fotovoltaico. Este dato lo facilita el fabricante [W].
- γ : la variación de la potencia máxima del módulo con la temperatura respecto a la temperatura nominal. Este dato lo facilita el fabricante [%/°C].
- HSP : energía por unidad de superficie a una irradiancia solar constante de 1000 W/m².
- W_{pv} : la potencia generada por el generador fotovoltaico [kWh].
- t : intervalo de tiempo en el que se mantiene las condiciones de irradiancia y temperatura, es decir, intervalo durante el cual el generador fotovoltaico genera la misma potencia de manera ininterrumpida [horas].
- η_{pv} : rendimiento energético del generador fotovoltaico.
- $\eta_{cableado-otros}$: pérdidas eléctricas debidas al cableado y otros factores.

A partir de los valores de temperatura ambiental e irradiancia se obtendrá la temperatura de los módulos fotovoltaico (ec. 4.1). A través de esta temperatura se calcula la potencia máxima generada por los módulos en condiciones de temperatura e irradiancia distintas a las condiciones de prueba estándar (STC) (ec. 4.2).

En la ecuación 4.4 se calcula la potencia generada por el generador fotovoltaico a partir del número de módulos fotovoltaicos, las hora solar pico, el rendimiento del generador fotovoltaico y las pérdidas por cableado y otras razones, para unas condiciones de irradiancia y temperatura ambiente. Como los datos del año meteorológico tipo se han obtenido para una fracción de tiempo de una hora, la potencia obtenida se corresponde a los kWh generados por el generador fotovoltaico durante esa hora para una temperatura e irradiancia dada.

El rendimiento energético del generador fotovoltaico se analizará con detenidamente

4.2.2 Batería

Las baterías siguen siendo un componente vital en los sistemas fotovoltaicos autónomos, la mayoría de las baterías que se utilizan en estos sistemas son baterías de plomo-ácido, es por ello que se ha decidido usar un modelo que caracterice este tipo de baterías.

El comportamiento de la batería ha sido ampliamente descrito en la literatura por muchos autores como Shepherd, Monegon, Mayer, Facinelli, Hyman y CIEMAT. La mayoría de los modelos requieren el conocimiento de los parámetros apropiados. Las baterías siguen siendo un elemento complicado, ya que son el único elemento dinámico en un sistema fotovoltaico. De hecho, muchos fenómenos pueden ocurrir, como la carga

y la descarga. Muchos parámetros varían durante estos procesos: voltaje, corriente, densidad, temperatura, resistividad, etc (Achaibou N., 2012).

En la bibliografía se pueden encontrar numerosos modelos dinámicos sobre baterías. Para este trabajo se ha utilizado el modelo sugerido por Copetti (Copetti J.B. ,1993), un modelo ampliamente extendido y corroborado en múltiples artículos, con ciertas simplificaciones respecto al comportamiento dinámico de este. La gracia de este modelo radica en que se ha normalizado para la capacidad de la batería, reduciendo enormemente los parámetros necesarios de entrada y validando el modelo para cualquier capacidad de batería.

El modelo contempla los procesos de descarga, carga y sobrecarga, aunque para este trabajo se ha considerado que la batería va a trabajar en horquilla en la cual no se va a sobrecargar debido a las ineficiencias en esta fase. En su lugar, cuando la batería alcance un valor máximo algo inferior a la carga completa, se empezará a desviar energía hacia el electrolizador dado el caso.

Antes de mostrar los modelos de carga y descarga, señalar que en el modelo desarrollado por Copetti (Copetti J.B. ,1993), el rango de temperatura en el cual el modelo es válido va desde los 5° a los 45°. Existe un coeficiente para considerar el efecto de la variación de la temperatura de las baterías respecto a una temperatura de referencia de 25°. Sin embargo, para este trabajo, debido a la falta de datos y la dificultad de añadir un modelo térmico, se ha decidido obviar la influencia de la temperatura en el modelo.

Por otra parte, las ecuaciones están referenciadas a la C_{10} de las baterías, este dato se puede extraer fácilmente del catálogo del fabricante, y fueron desarrolladas para células individuales de 2V.

El modelo para la descarga de la batería:

$$V = [2.085 - 0.12(1 - SOC)] - \frac{I}{C_{10}} \left(\frac{4}{1 + I^{1.3}} + \frac{0.27}{SOC^{1.5}} + 0.02 \right) \quad (4.5)$$

$$SOC = SOC_{acum} - Q/C \quad (4.6)$$

$$Q = I * t \quad (4.7)$$

- SOC : estado de carga de la batería.
- SOC_{acum} : estado de carga anterior de la batería.
- C_{10} : capacidad de descarga de la batería en 10 h. Este dato lo proporciona el fabricante [Ah].
- C : capacidad nominal de la batería [Ah].
- Q : la carga demandada por la vivienda. La intensidad requerida en periodo de tiempo t [Ah].

A partir de la potencia demandada por la vivienda en un tiempo dado y el periodo de tiempo durante el cual lo demanda, de una hora (el perfil de demanda de la vivienda

es horario), junto a la capacidad nominal y a 10 horas de la batería, y el estado de carga inicial o anterior de la baterías, se extrae del sistema de ecuaciones formado por las ecuaciones 4.5, 4.6 y 4.7, el voltaje de descarga, la intensidad de descarga y el estado de carga de la batería alcanzado después de la descarga.

Cabría esperar en la ecuación 2.6 algún termino relacionado con el rendimiento de descarga, pero este, al igual que en el modelo de Copetti (Copetti J.B. ,1993) se ha tomado del 100%. Por otro lado, a diferencia del modelo de Copetti se ha supuesto que la capacidad de descarga de la batería no está limitada a través de una ecuación, únicamente se ha impuesto una profundidad de descarga máxima que al alcanzarla deja de descargar la batería y se ha obviado esta ecuación del modelo original.

El modelo para la carga de la batería:

$$V = [2 - 0.16SOC] + \frac{I}{C_{10}} \left(\frac{6}{1 + I^{0.86}} + \frac{0.48}{(1 - SOC)^{1.2}} + 0.036 \right) \quad (4.8)$$

$$SOC = SOC_{acum} + \frac{\eta_c Q}{C} \quad (4.9)$$

- η_c : rendimiento de carga de la batería.

A partir de la diferencia de potencia entre la generada por el generador fotovoltaico y la demandada por la vivienda y el periodo de tiempo durante el cual tiene lugar, junto a la capacidad nominal y a 10 horas de la batería, el rendimiento de carga de la batería y el estado de carga inicial o anterior de la baterías, se extrae del sistema de ecuaciones formado por las ecuaciones 4.7, 4.8 y 4.9, el voltaje de carga, la intensidad de carga y el estado de carga de la batería alcanzado después de la carga.

En el modelo desarrollado por Copetti se puede encontrar una ecuación para expresar el rendimiento de la carga en función de la intensidad y el estado de carga de batería. En este trabajo para facilitar los cálculos se ha tomado como constante este rendimiento, suele ser un rendimiento elevado y no varía en exceso el comportamiento global de la batería a lo largo del año.

4.2.3 Electrolizador PEM

En principio, un electrolizador polimérico o tipo PEM (PEMWE) y una pila de combustible tipo PEM (PEMFC) son básicamente el mismo dispositivo que funciona en la dirección opuestas. Aunque hay una mayor cantidad de estudios sobre el análisis teórico de las pilas de combustible, no se ha desarrollado al mismo nivel las características cinéticas y de polarización del electrolizador de membrana polimérica. Ya existen modelos comerciales pero en menor proporción que los de tipo alcalino. A pesar de ello los electrolizadores tipo PEM presentan ciertas ventajas sobre sus congéneres los alcalinos en términos de simplicidad, alta eficiencia energética y capacidad de producción específica. También se están creando nuevas opciones para el sistema de celda de

combustible, por ejemplo, una celda de combustible regenerativa que funciona como celda de combustible y como electrolizador (Choi P., 2004).

La mayoría de los modelos desarrollados en la literatura son semi empíricos, requieren de un ajuste de los datos recopilados del electrolizador para la obtención de ciertos valores o relaciones con factores externos para definir su comportamiento. Para este trabajo, al carecer de una base datos y siendo el objeto de este un modelo más didáctico para definir un comportamiento general y no detallado de un electrolizador concreto, se ha tomado trozos de diversos modelos que junto a ciertas hipótesis asumidas, han permitido plasmar un modelo sin la necesidad de datos empíricos y que se adapta a las pretensiones de este documento.

El modelo escogido (García-Valverde R., 2011) al igual que gran parte de los modelos desarrollados en la literatura, se base en las ecuaciones de Butler-Volmer para el estudio de la cinética de reacciones en los electrodos y la resistencia la transporte en la membrana para definir el comportamiento electroquímico del electrolizador, y los principios termodinámicos para definir el comportamiento térmico del electrolizador.

De esta manera presentan un modelo simple para electrolizadores de agua tipo PEM a presión atmosférica o de baja presión, basado en tres submodelos, el electroquímico, la producción de hidrógeno y el submodelo térmico.

Cabe mencionar que en el presente trabajo se asume como hipótesis válida que el electrolizador trabaje a temperatura constante en aras de facilitar los cálculos ya que, como se ha repetido a lo largo del documento, no es objeto del trabajo el detalle en la definición del modelo.

4.2.3.1 Modelo electroquímico

Para el modelo adoptado en este documento únicamente se utilizará el trabajo de García-Valverde (García-Valverde R., 2011) como columna vertebral, partiendo de las hipótesis asumidas por este y utilizando su submodelo electroquímico con ciertas simplificaciones.

Las hipótesis principales asumidas en el trabajo de García-Valverde son las siguientes:

- Se obvian los efectos de la presión. Para el acople con fuentes intermitentes como las energías renovables los electrolizadores a alta presión aún no están en el punto de madurez adecuado. Además de esta manera se evitan los problemas de fenómenos de permeabilización cruzada, corrosión, fragilización por absorción o difusión de hidrógeno y otras inestabilidades.
- La temperatura se supone uniforme en todo el *stack* del electrolizador. Todas las celdas tienen el mismo comportamiento térmico.
- El modelo del *stack* se reduce a idénticas celdas electrolíticas tipo PEM conectadas en serie. Por lo tanto, el voltaje de trabajo total del *stack* se puede

obtener multiplicando el voltaje de una celda por el número de celdas conectadas en serie.

- La membrana se considera que está completamente saturada de agua; por lo tanto, su conductividad es únicamente función de la temperatura. La gestión del agua en los electrolizadores tipo PEM generalmente asegura esto.

Cuando una corriente atraviesa los electrodos de un electrolizador, el voltaje de operación de una celda electrolítica viene dado por el voltaje reversible y la suma de las diferentes sobretensiones, que son una serie de ineficiencias que tienen lugar durante la operación. Al penalizar el consumo del electrolizador, estos sobrepotenciales aparecen con signo positivo en la ecuación.

$$V_{cel} = U_{rev} + \eta_{electrodo} + R_{eq} \quad (4.10)$$

Siendo por lo tanto el voltaje de operación del *stack* completo del electrolizador:

$$V_{stack} = V_{cel} \cdot n_{cel} \quad (4.11)$$

El potencial reversible o voltaje de circuito abierto en la celda lo deriva de las ecuaciones de Nernst para la electrólisis del agua. El potencial de Nernst para la electrólisis del agua a presión atmosférica constante viene dada a través de una expresión empírica en función de la temperatura.

$$U_{rev}(T) = 1.5184 - 1.5421 \cdot 10^{-3}T + 9.523 \cdot 10^{-5}T \ln T + 9.84 \cdot 10^{-8}T^2 \quad (4.12)$$

Sin embargo, en el modelo utilizado en el análisis se asume como hipótesis válida mantener la temperatura del electrolizador constante, por ello se ha tomado como valor $U_{rev} = 1.229 V$, que se corresponde al voltaje mínimo para iniciar la reacción de la electrólisis del agua desde un punto de vista termodinámico, fruto de la suma del potencial reversible de la semi reacción de ambos electrodos figura 4.

Table 1 – Semi reactions at the electrodes of a PEM water electrolytic cell. The reversible voltages at standard conditions for each semi reaction and the net water electrolysis reaction are shown.		
Anode	$H_2O \rightarrow 2H^+ + 1/2O_2 + 2e^-$	$U_{rev}^0 = 1.229 V$
Cathode	$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$	$U_{rev}^0 = 0.000 V$
Total	$H_2O \rightarrow H_2 + 1/2O_2$	$U_{rev}^0 = 1.229 V$

Figura 4.4. Voltaje de las semi reacciones en los electrodos de una celda electrolítica tipo PEM (García-Valverde R., 2011)

Los sobrepotenciales de activación y difusión en los electrodos caracterizan los fenómenos de transferencia de carga y transporte de masa que tiene lugar en los electrodos al atravesar la corriente la celda electrolítica. Estas limitaciones en las semi reacciones de los electrodos se representan mediante el término $\eta_{electrodo}$.

- Sobrepotencial de activación

Asumiendo bajos valores de densidad de corriente, algo plausible para electrolizadores que trabajan de baja presión, se puede expresar a partir de las ecuaciones Butler-Volmer la densidad de corriente.

$$i = i_0 \left[e^{\frac{\beta n F}{RT} \eta} - e^{\frac{(1-\beta) n F}{RT} \eta} \right] \quad (4.13)$$

Siendo

- i_0 : la densidad de corriente de intercambio [A/cm²].
- β : el factor de simetría del electrodo.
- n : el número de electrones transferidos.
- F : la constante de Faradays [C/mol].
- T : la temperatura de la célula electrolítica [K].
- R : la constante de los gases ideales [J/mol K].
- η : el sobrepotencial de activación [V].

El factor de simetría representa la fracción de energía adicional que va hacia la reducción, cátodo (β), o hacia la oxidación, ánodo ($\beta - 1$). En cada electrodo predomina una semi reacción pudiéndose escribir a partir de la ecuación 4.13 el sobre potencial de activación para el cátodo y el ánodo.

$$\eta_{c/a} = \frac{RT}{\alpha_{c/a}} \ln \left(\frac{i_{c/a}}{i_{0,c/a}} \right) \quad (4.14)$$

- $\alpha_{c/a}$: el coeficiente de transferencia de carga [mol s/A]

Muchas reacciones tienden a la simetría, por lo que en el texto de García-Valverde asume que el valor de ambos coeficientes es de 0.5 (electrólisis se liberan 2 electrones).

Por otra parte, la densidad de corriente de intercambio es un parámetro desconocido, va a depender de diversos elementos como el electrocatalizador, la morfología del electrodo, la edad, presión, temperatura; en definitiva, parámetros generalmente no proporcionados por las fabricantes. A su vez, va a tener una gran influencia en el valor de la curva de polarización final de la célula electrolítica.

En el modelo desarrollado de García-Valverde R., al igual que en otros trabajos de la literatura, se modela su dependencia frente a la temperatura a partir de la ecuación de Arrhenius.

$$i_0 = i_{0,ref} e^{\left[-\frac{E_{exc}}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right]} \quad (4.15)$$

Siendo:

- E_{exc} : la energía de activación para la reacción del electrodo (oxidación y reducción del agua) [J/mol].

El valor de referencia de la densidad de corriente de intercambio se puede extraer bien de la literatura, de los datos proporcionados por el fabricante o mediante el ajuste de una curva de polarización a partir de datos experimentales.

Sin embargo, en modelo adoptado para el análisis, mediante la hipótesis de que el *stack* del electrolizador trabaja a una temperatura constante, la ecuación 4.15 se obvia, tomando un valor constante de densidad de corriente de intercambio extraído de la literatura para la resolución del modelo matemático.

Si se acude a la literatura se pueden encontrar varios valores de densidad de corriente de intercambio para las pilas de combustible, aunque solo unos pocos para los electrolizadores. Choi (Choi P., 2004) sugiere por ejemplo tomar $i_{0,cátodo} = 10^{-3}$ [A/cm²] para un catalizador de platino (Pt), y $i_{0,ánodo} = 10^{-7} \div 10^{-12}$ [A/cm²] para un catalizador de platino (Pt) y platino-iridio (Pt-Ir) respectivamente.

Como se puede observar los valores de la densidad de corriente de intercambio son bastante diferentes, cabe esperar por lo tanto que la contribución del cátodo y ánodo al sobrepotencial de activación sea distinta. En base a esto, al igual que en el trabajo de García-Valverde R., se va a despreciar la contribución del cátodo al sobrepotencial de activación.

Para este trabajo se va a fijar el valor de la densidad de corriente de intercambio en el ánodo constante e igual a 10^{-7} [A/cm²].

- Sobrepotencial de difusión y concentración

A altas densidades de corriente las ineficiencias asociadas a los fenómenos de transporte de masa y concentración en las células electrolíticas se hacen más patentes. Este sobre potencial se puede modelar añadiendo un término para limitar la densidad de corriente, al alcanzar la densidad de corriente este valor limite la ineficiencia, el sobrepotencial, se vuelve insalvable.

Sin embargo, para el modelo adoptado en este trabajo se asume que las densidades de corriente de trabajo nunca van a ser lo suficientemente grandes como para producirse este efecto, algo cierto en la mayoría de los modelos comerciales de electrolizadores tipo PEM, desestimándose el sobre potencial de difusión en el modelo.

Otro efecto que tiene lugar en la celda electrolítica es el sobrepotencial debido a las pérdidas óhmicas, que materializa las pérdidas eléctricas que tiene lugar en las placas bipolares, electrodos, colector de corriente, etc. Este sobrepotencial se modeliza a través del término R_{eq} .

Una de las pérdidas dominantes en este sobrepotencial se corresponde a las pérdidas iónicas causadas por la resistencia al transporte de protones a través de la

membrana polimérica. En el trabajo de García-Valverde R. se modelizan estas pérdidas como el cociente entre el espesor y la conductividad de la membrana.

$$R_{ion} = \frac{t_m}{\sigma} \quad (4.16)$$

Siendo:

- t_m : el espesor de la membrana [cm].
- σ : conductividad de la membrana [S/cm].

El dato referente al espesor de la membrana es difícil de encontrar en los catálogos convencional de los fabricantes. Debido a ello, se ha decido tomar un valor de espesor directamente de la literatura. En el modelo de Choi (Choi P., 2004) toma un espesor de 178 μm para una membrana Nafion 117 (un material típicamente utilizado en las membranas de los electrolizadores y pilas de combustible tipo PEM).

Por otra parte, al asumir que la membrana se encuentra siempre completamente hidratada, la dependencia de la conductividad de la membrana con la temperatura se puede modelar nuevamente a partir de la expresión de Arrhenius.

$$\sigma(T) = \sigma_{ref} e^{\left[-\frac{E_{pro}}{R} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (4.17)$$

- E_{pro} : la energía de activación para el transporte de protones en la membrana [J/mol].

Un valor de conductividad de referencia se puede obtener a partir de la información proporcionada por el fabricante o bien buscando valores de referencia de ionómeros en la literatura.

Otra opción es utilizar alguna de las expresiones desarrolladas en la literatura para pilas de combustibles extrapolables también a la membrana de celdas electrolíticas. Por ejemplo, esta de Santarelli (Santarelli M. G, 2007), obtenida del ajuste de una curva de polarización a partir de una base de datos experimentales con Nafion 117.

$$\sigma = (0.005139\lambda - 0.00326) e^{\left[1286 \left(\frac{1}{303} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (4.18)$$

- λ : el grado de humidificación de la membrana, que en las células electrolíticas se consideran completamente hidratadas.

El grado de humidificación presenta unos valores típicos en la literatura entre 14-25. Para el modelo utilizado en este documento se ha asumido un valor de 25, al igual que en modelo de Santarelli (Santarelli M. G, 2007). Al considerar que la temperatura de operación es constante en el *stack*, ya se puede obtener el valor de la conductividad a partir de la ecuación 4.18.

Respecto al resto de pérdidas involucradas en el sobrepotencial óhmico, al igual que en modelo de García-Valverde R.; se desestiman, ya que el error asumido no es

importante y aún menos en un análisis de las características del desarrollado en este documento.

El sobrepotencial debido a las pérdidas óhmica queda por tanto expresado según la ecuación 2.18.

$$R_{eq} = R_{ion}i \quad (4.19)$$

Por último, la densidad de corriente se define como:

$$i = I/A_{sup} \quad (4.20)$$

○ A_{sup} : Área activa de la membrana [cm^2].

En la literatura se encuentran valores entre 30 y 750 cm^2 . Para este trabajo se ha tomado un valor de 30 cm^2 .

4.2.3.2 Producción de hidrógeno

Desarrollado el comportamiento electroquímico de la célula, se va a abordar ahora la producción de hidrógeno del electrolizador.

El hidrógeno producido por electrolizador se puede definir a partir de ley de Faraday de la electrolisis y un rendimiento para considerar las posibles pérdidas o ineficiencias en la producción.

$$Prod_{h_2} = \frac{I \cdot n_{cel}}{2F} \cdot \eta_{electrico} \cdot 3.6 \cdot mm(h_2) \quad (4.21)$$

Siendo:

- $Prod_{h_2}$: la producción total de hidrógeno [kg/h].
- $\eta_{electrico}$: el rendimiento eléctrico del electrolizador.
- $mm(h_2)$: masa molar del hidrógeno [kg/mol].

En la literatura se encuentran diversas maneras de expresar el rendimiento eléctrico, entre todas ellas son recurrentes expresiones que lo modelan en función de la capacidad máxima teórica del electrolizador o bien mediante la densidad de corriente que atraviesa la celda. Por ejemplo, una expresión que aparece en numerosos artículos (Chun-Hua Li., 2007) (Ganguly A., 2010) es la siguiente:

$$\eta_{electrico} = \eta_{corriente} \cdot \eta_{voltaje} \quad (4.22)$$

$$\eta_{corriente} = 96.5e^{\left[\frac{0.09}{i} - \frac{75.5}{i^2}\right]} \quad (4.23)$$

Siendo un rendimiento del 74% un valor típico en la literatura para el rendimiento del voltaje.

4.2.4 Tanque de hidrógeno

Respecto al sistema de almacenamiento del hidrógeno, debido a que el sistema bajo análisis corresponde a una vivienda con un consumo no muy elevado, se ha decidido utilizar un tanque de baja presión.

A su vez, como la producción de hidrógeno no es tan considerable y en aras de simplificar los cálculos, se ha asumido que no existen pérdidas de hidrógeno en el tanque y que nunca se alcanza la capacidad máxima de este. Por lo tanto, el tanque de hidrógeno en el modelo matemático realmente no juega ningún papel, únicamente se incluye para indicar la existencia de este en el sistema.

4.2.5 Pila de combustible

Como ya se mencionó en el apartado correspondiente al modelo matemático del electrolizador, un electrolizador polimérico o tipo PEM (PEMWE) y una pila de combustible tipo PEM (PEMFC) son básicamente el mismo dispositivo que funciona en la dirección opuestas. Por lo tanto, parece lógico armar un modelo apoyándose en los mismos principios.

4.2.5.1 Modelo electroquímico

Las semirreacciones que tienen lugar en una celda de pila de combustible:

- Reacción en el ánodo: $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$
- Reacción en el cátodo: $\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$
- Reacción total: $H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$

Si se compara con las semirreacciones en la celda electrolítica, se puede observar como los son las mismas, pero en dirección opuestas y en el electrodo contrario. De manera que el voltaje de salida de la pila de combustible se podría definir como el voltaje de Nernst menos las ineficiencias presentes en el proceso; los sobrepotenciales de activación, difusión y transporte, y el de pérdidas óhmicas. En esta ocasión se expresan con signos negativos para penalizar la potencia generada por la pila de combustible.

$$V_{pc} = U_{rev} - \eta_{act} - \eta_{trans} - \eta_{ohm} \quad (4.24)$$

Siendo:

- U_{rev} : el potencial reversible o de Nernst [V].
- η_{act} : el sobrepotencial de activación [V].
- η_{trans} : el sobrepotencial de transporte y difusión [V].
- η_{ohm} : el sobrepotencial por pérdidas óhmicas [V].

Continuando de forma similar al apartado del electrolizador, se podría seguir desarrollando cada uno de los términos de la ecuación 4.24. Sin embargo, en contraposición al caso de los electrolizadores, la presencia comercial de las pilas de combustibles es mayor, los datos proporcionado por los fabricantes son más exactos y el funcionamiento de estas esta mejor definido. Por esta razón, se ha decidido fijar un voltaje de salida en el rango de trabajo proporcionado por el fabricante, facilitando los cálculos en el modelo de la pila de combustible y a su vez del inversor aguas debajo de esta.

El rango de voltaje de salida de la pila dependerá de la potencia de esta, que a su vez dependerá del diseño y dimensionamiento del sistema; por lo cual, el valor se tendrá que fijar durante el propio análisis del sistema.

4.2.5.2 Consumo de hidrógeno

De forma pareja al apartado 4.2.3.2 (producción de hidrógeno del electrolizador), se va a expresar el consumo de hidrógeno en la operación de la pila de combustible.

$$Cons_{h_2} = \frac{Carga_{nocubierto}}{V_{pc} 2F} \cdot 3.6 \cdot mm(h_2) \quad (4.25)$$

- $Carga_{nocubierto}$: la carga de la vivienda no cubierta por la batería o producción fotovoltaica que debe generar la pila de combustible antes de su paso por el inversor [kWh].
- V_{pc} : el voltaje de salida de la pila de combustible [V].

La carga no cubierta se calcula de la siguiente manera:

$$Carga_{nocubierto} = Pot_{carga-bat} / \eta_{pc} \quad (4.26)$$

- $Pot_{carga-bat}$: la potencia a suministrar por la pila de combustible aguas arriba del inversor [kWh].
- η_{pc} : el rendimiento eléctrico de la pila de combustible.

Valores típicos para el rendimiento eléctrico de una pila de combustible en la literatura rondan entre el 40% y el 60% (Chun-Hua L., 2007).

4.2.6 Inversor y seguidor del punto de máxima potencia

Para modelizar el inversor y el seguidor del punto de máxima potencia, únicamente se van a considerar los rendimientos de estos. Se van a tratar como una caja negra con un rendimiento asociado.

4.2.7 Rendimientos del sistema

Debido a que la modelización matemática del sistema se reduce en mayor o menor grado, en función del dispositivo en cuestión, a una caja negra en la cual a la energía

fotovoltaica producida se le aplica un rendimiento, se ha decidido abordar en un subapartado los rendimientos y perdidas del sistema.

- **Generador fotovoltaico**

El rendimiento energético de la instalación fotovoltaica viene definido a través de una serie de pérdidas que tienen lugar durante la operación y funcionamiento de los paneles fotovoltaicos. Estas pérdidas son las siguientes:

- Pérdidas de Mismatch de módulos:

Son pérdidas por desajuste debido a la interconexión de los módulos fotovoltaicos. Esto puede ocurrir debido a que no todos los paneles sean idénticos, ya que están sujetos a pequeñas diferencias durante el proceso industrial, o debido a que los módulos no estén soportando las mismas condiciones debido al sombreado o la suciedad.

Para este trabajo se han asumido unas pérdidas de un 5%.

- Pérdidas por incremento de temperatura:

Los valores de potencia, tensión e intensidad que ofrece el fabricante son respecto a unas condiciones nominales de irradiación y temperatura, $1000 W/m^2$ y $25\text{ }^\circ\text{C}$. Al variar las condiciones de operación variarán la potencia, tensión e intensidad entregada por los módulos.

Estas pérdidas vienen expresadas por los coeficientes suministrados variación con la temperatura proporcionados por el fabricante (anexo IV), por lo que no se consideraran estas pérdidas en el rendimiento ya que se tienen en cuenta a parte en modelo del subapartado 4.2.1.

- Pérdidas por suciedad en los módulos:

Son pérdidas debidas a una suciedad uniforme o localizada que reduce la captación solar o genera desajustes.

Para este trabajo se han asumido unas pérdidas de un 3%.

- Pérdidas por reflectancia angular

Estas se producen por la reflexión de un porcentaje de la radiación solar.

Para este trabajo se han asumido unas pérdidas de un 3%.

- Pérdidas por decaimiento de la eficiencia:

Como es lógico, el paso del tiempo hace mella en los paneles fotovoltaico, dicho desgaste produce que el módulo genere menos potencia con el paso del tiempo.

Para este trabajo se han asumido unas pérdidas de un 1%.

En resumen, la cantidad total de pérdidas energéticas en el generador fotovoltaico asciende a un 12%, lo que define un rendimiento energético del generador fotovoltaico de un 88%.

- **Batería**

Respecto a la batería, tal como se ha indicado en el subapartado 4.2.2, el proceso de descarga útil viene limitado por la corriente, la temperatura y la capacidad de la batería aun así se considera un rendimiento de descarga del 100%.

Para la carga de la batería, en el modelo adoptado, se define una expresión que relaciona el rendimiento con el estado de carga de la batería y la intensidad de trabajo. A pesar de ello se ha decidido fijar un rendimiento de carga constante del 85%, ya que la diferencia en la gestión de la energía no es significativa frente a dejar esta variable libre, simplificando los cálculos.

- **Electrolizador PEM**

A partir de la ecuación 4.22 y la ecuación 4.23 se podría calcular el rendimiento del electrolizador para cada corriente de trabajo. A pesar de disponer de estas expresiones para modelar el rendimiento eléctrico se ha optado por tomar un valor constante al 85% para simplificar las operaciones.

- **Pila de combustible**

En el modelo matemático asumido para la pila de combustible no se ha definido ninguna expresión para calcular el rendimiento de la pila de combustible; en su lugar se ha optado por tomar un valor de la literatura.

El rendimiento eléctrico de la pila de combustible para este trabajo es del 50%.

- **Inversor y controlador de carga**

En esta ocasión, tanto como para los inversores como el controlador de carga se va a tomar el rendimiento que especifica el fabricante. Este se va a considerar constante y va a depender de las condiciones de operación del sistema; de modo que, una vez diseñado el sistema, definidas las tensiones de trabajo y las potencias pico que recorrerá cada uno de estos elementos, se fijará el valor de los rendimientos.

5 ANÁLISIS

5.1 Caso base

5.1.1 *Objetivos*

Como punto de partida para el análisis se va a establecer un caso base a partir del cual se desarrollará el caso de estudio.

Son tres casos base los que se van a desarrollar, que se corresponde a las distintas inclinaciones de los paneles fotovoltaicos que se han considerado como punto de partida. Un primer escenario con la producción fotovoltaica orientada a verano, con una inclinación de 20°; un segundo escenario con el grado de inclinación óptimo para favorecer la producción máxima anual, con una inclinación de 35°; y un último escenario con la producción fotovoltaica centrada en invierno, con una inclinación de 60°.

El objetivo del caso base es esclarecer el número de paneles y la capacidad del banco de baterías necesarios para cubrir la demanda energética anual de la vivienda a partir de los datos de demanda eléctrica horaria de la vivienda y el año meteorológico tipo, radiación y temperatura exterior horaria.

5.1.2 *Modelos comerciales*

Los modelos comerciales escogidos para el caso base se pueden consultar en el [ANEXO IV](#).

El módulo fotovoltaico se ha fijado arbitrariamente. Dentro de la serie, se ha elegido el más potente. Este será el módulo que se utilice tanto para el caso base como para el caso de estudio.

En el caso de las baterías se escogerá dentro del abanico de capacidades ofrecidas por el fabricante en función de las necesidades requeridas por el sistema autónomo objeto de estudio durante el análisis.

El regulador de carga se ha escogido en función del voltaje de operación de la batería, que se ha fijado en 24 voltios. El modelo escogido puede trabajar automática e indistintamente a distintos voltajes, dotando de flexibilidad al sistema.

En el modelo de inversor escogido, el fabricante ofrece una serie de opciones en función de la potencia y la tensión de trabajo. Como las tensiones de trabajo no varían de un de un caso de estudio a otro, y la potencia tiene un valor máximo fijado por la demanda de la vivienda, común a los tres casos de estudio; dentro de las opciones ofrecida por el fabricante se ha escogido la que permite trabajar con el banco de baterías y la pila de combustible.

5.1.3 Dimensionamiento del caso base

Para el dimensionamiento del sistema se han asumido una serie de hipótesis e impuestos unos requisitos de operación, estos son:

- Se asume un rendimiento del regulador de potencia del 90%.
- Se asume un rendimiento del inversor del 90%.
- Se trabaja en una franja de tiempo horaria. Esta es la franja de tiempo en la cual se ha obtenido los datos de demanda eléctrica de la vivienda; y la temperatura y radiación solar del año meteorológico tipo.
- La capacidad de la batería se contendrá entre un valor mínimo, lo fija una profundidad de descarga del 75%; y un valor máximo, que se corresponde al 90% de la capacidad total, evitando que la batería trabaje en un escenario de sobrecarga.
- La batería trabaja a una tensión de 24 V ⁽¹⁾.
- Se considera un estado de carga inicial de la batería del 50%.

A partir de los datos de partida expresado en una tabla y con el software EES, “*Engineering Equation Solver*”, se han elaborado una serie de módulos para el cálculo del número de paneles necesarios y para determinar la evolución del sistema a lo largo del año.

5.1.3.1 Principio de funcionamiento del programa para caso base

Son dos partes las distinguibles para el programa desarrollado para el caso base. En ambas partes se trabajará sobre la [tabla 5.4](#).

En esta tabla se vuelcan manualmente antes de ejecutar el programa los datos correspondientes a la carga horaria, la radiación horaria y la temperatura horaria obtenidos con anterioridad para todo el año de estudio. El programa ira recorriendo a través de una serie de bucles las 8760 horas que contempla un año y realizando las acciones programadas.

A continuación, se expondrá las acciones que se realizan en cada parte del programa.

- **Cálculo del número de paneles**

En el [ANEXO III](#) se ha representado los rendimientos que afectan a la potencia fotovoltaica generada desde su generación hasta llegar a cubrir la demanda de la vivienda. En el caso base dos son los posibles ramales:

- Generador alimenta directamente la demanda de la vivienda

⁽¹⁾ La razón para escoger la tensión de trabajo de las baterías a 48 V es

$$\eta_{ramal_1} = \eta_{gf} \cdot \eta_{cableadoyotros} \cdot \eta_{inv} = 0.67 \quad (5.1)$$

- Batería cubre la demanda de la vivienda

$$\eta_{ramal_2} = \eta_{gf} \cdot \eta_{cableadoyotros} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_{inv} = 0.6 \quad (5.2)$$

Los valores obtenidos son los rendimientos globales que habría que aplicarle a la potencia fotovoltaica generada en función de si esta discurriese por un ramal u otro.

Para el cálculo número de paneles se ha dispuesto la potencia fotovoltaica generada en función del número de paneles. Aplicando un rendimiento global del 0.6 (sobredimensionando el resultado obtenido) al sumatorio anual de la energía producida, este debe ser mayor o igual al sumatorio anual de la demanda de la vivienda.

$$\sum_1^{8760} Carga_{vivienda} \leq \sum_1^{8760} Prod_{fv}(n_{paneles}) \cdot 0.6 \quad (5.3)$$

- Capacidad de la batería

Como se ha indicado al principio de este subapartado, uno de los requisitos de operación es que el estado de carga de la batería se contenga dentro de un rango de valores. La capacidad necesaria en el banco de batería para dicho requisito se obtendrá por ensayo y error.

El sistema se ha diseñado para cubrir la demanda de una vivienda unifamiliar ordinaria, con una ocupación anual; cabe esperar que los valores de demanda requieran una capacidad de batería importante; por ello, se va a fijar como capacidad inicial la mayor dentro de la gama que ofrece el fabricante en su catálogo. Si hiciese falta una capacidad mayor para cumplir con los requisitos se irá añadiendo ramas en paralelo. Esta praxis, instalar baterías en paralelo, no es la más recomendada en materia de baterías estacionarias para sistemas fotovoltaicos. La única meta de ello es evidenciar y propinar un orden de magnitud de la dimensión del cambio o reconfiguración del sistema cuando se incluya el soporte del hidrógeno.

El programa desarrollado para la elaboración del caso base se ha sintetizado en el diagrama de flujo correspondiente a la [figura 5.1](#), [figura 5.2](#) y [figura 5.3](#). En dicho diagrama se ilustra cómo se gestiona la energía producida por el generador fotovoltaico.

Al ejecutar el programa, a medida que este recorra cada 8760 horas contemplada, se ira rellenando la tabla de trabajo ([tabla 5.4](#)). Una de las variables que se irán registrando en la tabla durante la ejecución del programa es el estado de carga de la batería o SOC, con esta variable se comprobará que la capacidad de la batería cumple con los requisitos de operación asumidos, localizándose esta en todo momento dentro de los límites fijados.

La tabla de trabajo está compuesta por una serie de columnas con las variables necesarias para la resolución del programa y unas 8760 filas, cada una de las horas que comprende un año. Las columnas que estructuran la tabla de trabajo son las siguientes:

- Horas → Se registran las 8760 horas del año.
- Carga horaria → Se vuelcan los datos de la demanda horaria de la vivienda.
- Temperatura horaria → Se vuelcan los datos del año meteorológico tipo.
- Radiación horaria → Se vuelcan los datos del año meteorológico tipo
- Potencia fotovoltaica producida → Se irá registrando hora a hora la potencia generada por los módulos fotovoltaicos.
- Diferencia de potencia entre la fotovoltaica generada y la carga → Se irá registrando la diferencia de energía horaria entre la demandada por la vivienda y la generada por los módulos fotovoltaicos.

Si es positiva significa que ha habido un exceso de potencia que se usará para cargar la batería.

Si es negativa significa que la batería tendrá que cubrir la energía demandada por la vivienda.

- SOC → Se irá registrando el estado de carga horaria de la batería.
- Diferencia de potencia entra la que es capaz de cargar o descargar la batería → Se corresponde a la potencia horaria que la batería no podrá almacenar o proporcionar por haber alcanzado los limites asumidos. La energía destinada para la producción de hidrógeno en el electrolizador o la que tendrá que aportar la pila de combustible respectivamente.

En este apartado únicamente se comprueba que el valor de esta columna sea igual a 0.

Es decir, que el estado de carga de la batería localice dentro del rango asumido.

Horas	Carga horaria	Temperatura horaria	Radaciación horaria	Pot. FV producida	Dif. Pot. PV-carga	SOC	Dif. Pot. Bat. Lim.
1							
...							
8760							

Tabla 5.4. Tabla de trabajo para el caso base

Una vez descrita la tabla de trabajo con detalle, se va a abordar con detenimiento el diagrama de flujo para el caso base.

En un primer bucle, correspondiente al de la [figura 5.1](#), se calcula la energía producida por el generador fotovoltaico, registrándose el exceso de energía producido para cargar la batería y el déficit de energía que la batería debe cubrir.

La secuencia sería la siguiente:

- Si para una hora dada el valor radiación solar no es nulo se calcula la energía producida en función del modelo planteado en el subapartado 4.2.1, sino esta energía se registra como 0.
- Si la energía producida para esa hora concreta es mayor que la carga de la vivienda efectiva para esa misma hora (se toma en consideración el rendimiento del inversor), se registra el exceso útil para cargar la batería. En caso contrario, se registra la carga bruta a cubrir por la batería.

En el segundo bucle, correspondiente al de la [figura 5.2](#), se va calculando la evolución del estado de carga en función de la energía excedente para la carga o la energía necesaria a aportar por la batería. Si existiese un exceso de energía que conllevara un estado de sobrecarga, ese plus de energía se invertiría en la producción de hidrógeno; y si la batería no pudiese cubrir el defecto de carga, entraría en operación la pila de combustible.

La secuencia sería la siguiente:

- Si en una hora dada el valor registrado en “*Dif. Pot. PV-carga*” es negativo, significa que la energía fotovoltaica producida para esa hora no es suficiente para cubrir la demanda, por lo que la batería deberá suplir ese déficit. Siempre que el estado de carga de la batería no haya alcanzado su límite inferior (marcado por la profundidad de descarga), se ejecuta el subprograma descarga de la batería.

En el subprograma correspondiente a la descarga de la batería se calcula la energía restante en la batería y la energía demandada desde la vivienda. Si la energía restante es suficiente para suplir la demanda, se calcula el nuevo estado de carga y se registra un valor de 0 en la columna “*Dif. Pot. Bat. Lim.*”. En caso contrario, se fija el estado de carga en el límite inferior y se registra el defecto de energía bruto a cubrir por la pila de combustible.

Se actualiza el estado de carga para calcular la hora siguiente.

- Si en una hora dada el valor registrado en “*Dif. Pot. PV-carga*” es positiva, este manifiesta un exceso de energía que se utiliza para cargar la batería. Si el estado de carga de la batería para esa hora es inferior al límite superior, se ejecuta el subprograma carga de la batería.

En el subprograma de carga de la batería se calcula la capacidad restante de carga de la batería y la capacidad de carga correspondiente al exceso de energía neta proveniente del generador fotovoltaico (se aplica el rendimiento del regulador de carga). Si el exceso de energía no supera a la capacidad restante, se calcula el nuevo estado de carga y se registra un valor de 0 en la en la columna “*Dif. Pot. Bat. Lim.*”. En caso de que existiese un exceso de energía, se fijaría el valor del estado de carga en su límite superior y se registraría el exceso neto para alimentar al electrolizador.

Se actualiza el estado de carga para calcular la hora siguiente.

5.2 Caso de estudio

5.2.1 Objetivos

A partir del caso base se quiere redimensionar el banco de baterías incluyendo en el sistema un electrolizador, un tanque de hidrógeno a baja presión y una pila de combustible para suplir en conjunto la demanda anual de la vivienda. El objetivo es que las baterías trabajen en un periodo de tiempo diario, a corto plazo, mientras el sistema de hidrógeno tenga un comportamiento estacional, aprovechando el exceso de energía en los meses donde se favorezca la producción fotovoltaica para utilizar esta energía almacenada cuando las exigencias energéticas de la vivienda lo requieran.

El fin último del análisis es revelar el comportamiento del sistema a través de su estudio dimensional para las tres configuraciones distintas abordadas; una producción orientada a los meses de verano, a una producción máxima anual y a los meses de invierno.

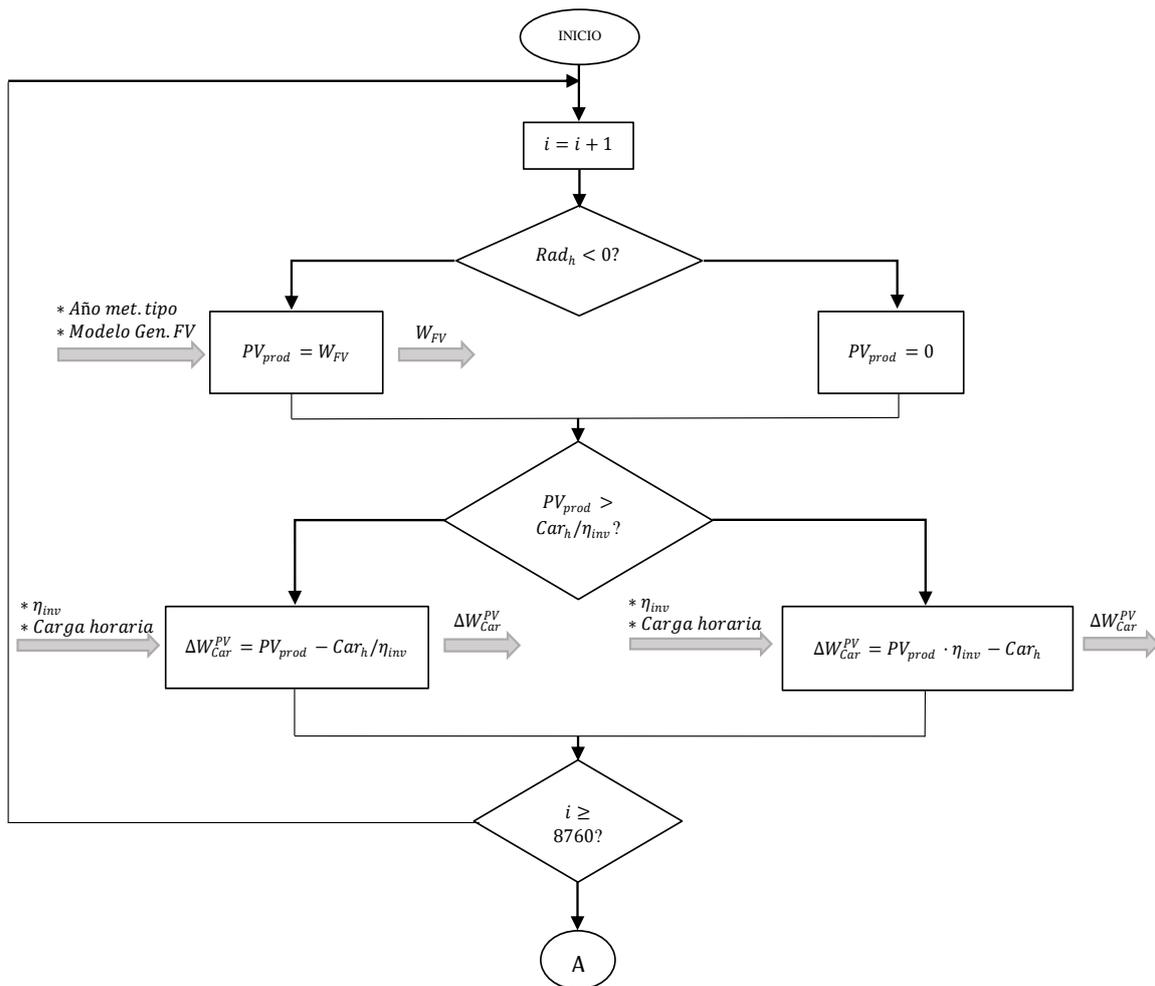


Figura 5.1. (1) Diagrama de flujo - Programa Caso Base.

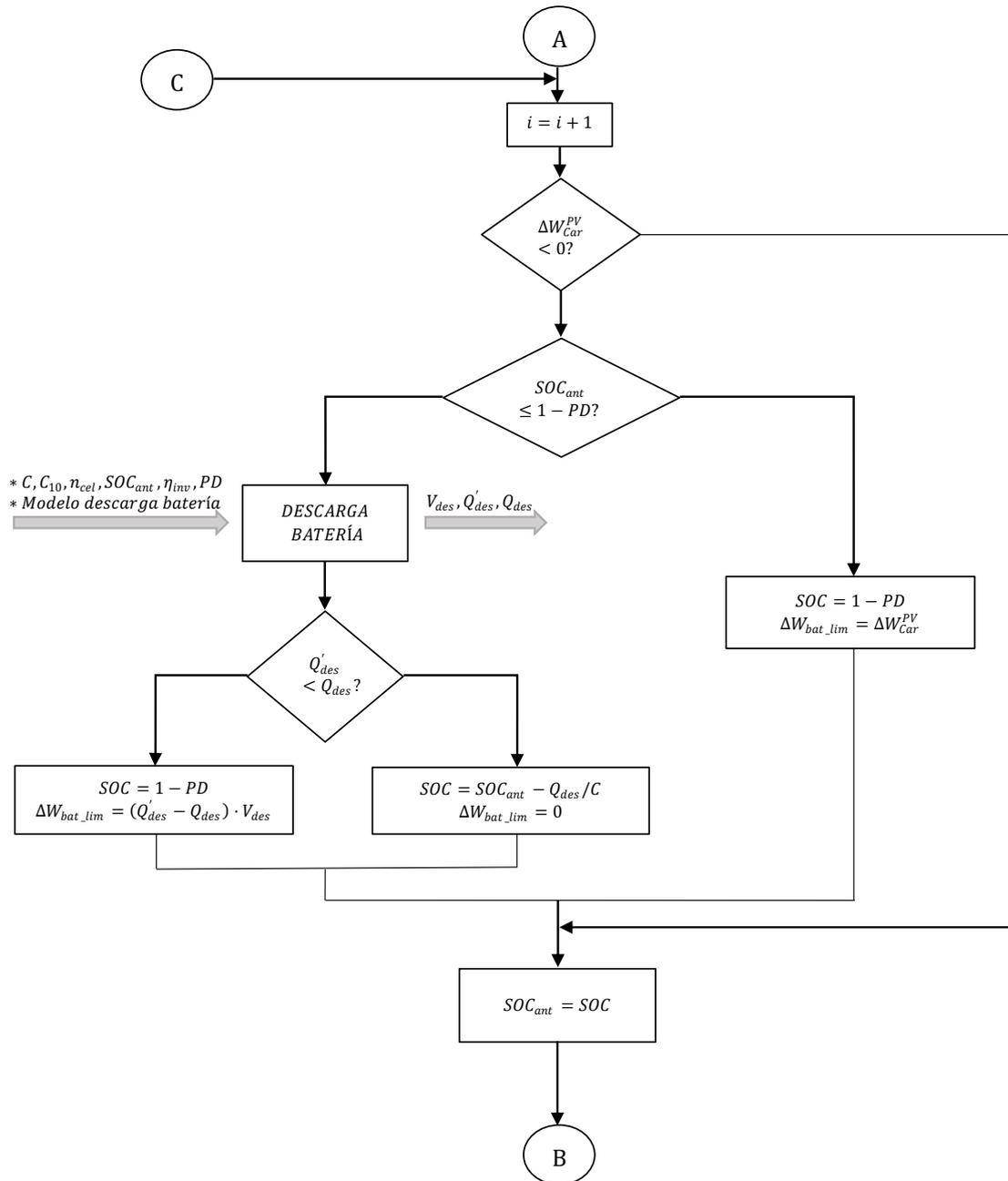


Figura 5.2. (2) Diagrama de flujo - Programa Caso Base.

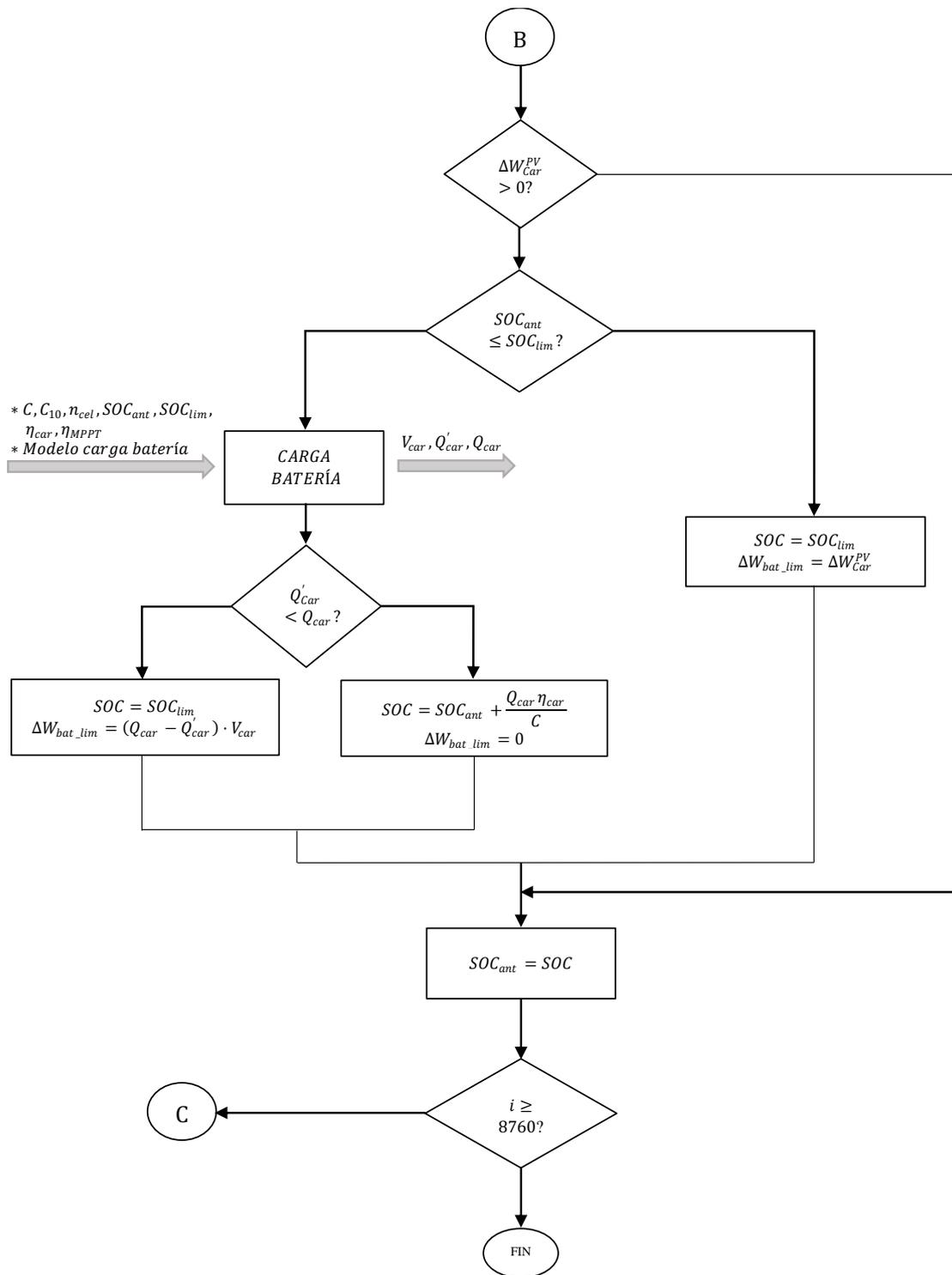


Figura 5.3. (3) Diagrama de flujo - Programa Caso Base.

5.2.2 Modelos comerciales

Los modelos comerciales escogidos para el caso de estudio se pueden consultar en el [anexo IV](#).

En lo que corresponde a módulo fotovoltaico, baterías, regulador de potencia e inversores, se han escogido los mismos modelos que en el caso base (subapartado 5.1.2).

Respecto al electrolizador, se ha escogido un modelo formado por celdas electrolíticas. Este se puede adaptar a las necesidades del consumidor añadiendo celdas electrolíticas; aun así, el fabricante ofrece tres opciones de serie en función de la potencia nominal de carga. Para este trabajo se escogerá una de las tres opciones de serie que ofrece el fabricante en función del rango de valores obtenidos para alimentar al electrolizador en cada caso de estudio.

En lo que concierne a la pila de combustible, se ha elegido un modelo comercial que ofrece las mismas prestaciones que en el caso del electrolizador. Añadiendo o no celdas de combustible ofrecen una pila de combustible al gusto del consumidor, aunque en su catálogo comercial disponen unas opciones serie. En función de las necesidades energéticas que cada caso de estudio exija a la pila de combustible se escogerá una u otra de las opciones serie del catálogo.

5.2.3 Dimensionamiento del caso de estudio

Para el dimensionamiento del sistema en el caso de estudio se van a asumir, al igual que en el caso base, una serie de hipótesis y requisitos. Junto a las conjeturas consideradas en el caso base, también se asumen las siguientes:

- Temperatura de operación constante del electrolizador son 50°.
- La demanda anual de la vivienda debe ser cubierta en todo momento sin que el estado de carga de la batería oscile fuera de su horquilla de funcionamiento ni exista un defecto de hidrógeno para alimentar a la pila de combustible.
- No se considerada ninguna perdida de hidrógeno por venteo o infiltración.

A partir del caso base se va a redimensionar la capacidad de la batería. Como ya se ha especificado anteriormente, se van a ensayar tres capacidades distintas; un batería con autonomía próxima a una semana, otra con una autonomía de alrededor de un día y la última con una autonomía de medio día. Tales capacidades son las siguientes:

- Capacidad de 4940 [Ah].
- Capacidad de 1200 [Ah].
- Capacidad de 420 [Ah].

Como ya se expuso en los objetivos del caso de estudio, el fin de este análisis es revelar el comportamiento del sistema a través de su estudio dimensional para las distintas inclinaciones consideradas para el generador fotovoltaico. Para cimentar el análisis y contextualizar los valores obtenidos en este, se va a asumir que existe un comportamiento

deseado por parte del sistema. Se buscará que la distribución del sistema presente un comportamiento equilibrado, con ello se quiere expresar que los elementos integrantes de este se hallen a final de año en un estado lo más próximo posible a su estado inicial, lo que se traduce en que la cantidad de hidrógeno almacenado sea la menor posible y en un segundo plano, que el estado de carga de la batería se aproxime a su estado inicial.

La razón de no equiparar el valor del estado de carga de la batería a la cantidad de hidrógeno almacenado en el análisis es debido a su función en el sistema. Cabe esperar que el estado de carga de la batería oscile diariamente ya que su papel en el sistema es el de apoyo al generador fotovoltaico a corto plazo.

Para esta ocasión se vuelve a trabajar con el software EES, “*Engineering Equation Solver*”, y una tabla a partir de la cual extraer y registrar todos los datos necesarios en las 8760 horas que componen un año.

5.2.3.1 Principio de funcionamiento del programa

El programa desarrollado para el caso de estudio es una extensión del programa del caso base. El programa completo comprendería los módulos asociados al cálculo de la capacidad de la batería del caso base; [figura 5.1](#), [figura 5.2](#) y [figura 5.3](#); junto al diagrama que modela la producción y consumo de hidrógeno para el electrolizador y pila de combustible respectivamente, [figura 5.4](#). El diagrama de flujo de la [figura 5.4](#) se ejecutaría a continuación del diagrama de la [figura 5.3](#).

Aunque dos terceras parte del programa para el caso de estudio sea similar al del caso base hay una cierta peculiaridad o paso intermedio, en el acople de ambos casos, al que se debe hacer mención. En el modelo matemático adoptado para la pila de combustible, apartado 4.2.5, se asume que la pila de combustible trabaja a un voltaje constante. El valor de este voltaje se toma del rango de valores que especifica el fabricante para la tensión de trabajo de la pila de combustible, que a su vez va a depender de la potencia de la pila; es por ello, que en función de la potencia necesitada se va a trabajar a diferentes voltajes.

La tabla de trabajo para el caso de estudio se corresponde a la [tabla 5.5](#). Al igual que el programa en sí, es una extensión de la tabla de trabajo del caso base, [tabla 5.4](#). Su estructura es la misma con una serie de columnas extras para registrar los valores de hidrógeno producido y consumido por el grupo de hidrógeno de apoyo.

Horas	...	Dif. Pot. Bat. Lim.	H2 Prod.	Acum. H2 Prod.	H2 Cons.	Acum. H2 Cons.	H2 Disp.
1							
...							
8760							

Tabla 5.5. Tabla de trabajo para el caso de estudio.

Vale la pena recalcar el papel que juega la columna “*Dif. Pot. Bat. Lim.*” en cada caso para no inducir al error. Mientras que en el caso base en esta columna, en la que se registra el valor excedente o el defecto de energía una vez haya intervenido la batería, se

busca que el valor registrado sea igual a 0; es decir, que la batería sea el único elemento de apoyo al generador fotovoltaico; en el caso de estudio, el valor registrado en la columna indica la energía disponible para abastecer al electrolizador, cantidad positiva; o la que demanda la vivienda que no ha podido cubrir la batería, valor negativo, que tendrá que cubrir la pila de combustible.

Los nuevos elementos que componen esta tabla son los siguientes:

- H₂ Producido → En esta columna se registra el hidrógeno producido por el electrolizador para una hora dada.
- Acumulado H₂ Producido → Se irá registrando el acumulado del hidrógeno producido hora a hora.
- H₂ Consumido → En esta columna se registra el hidrógeno consumido por la pila de combustible para una hora dada.
- Acumulado H₂ Consumido → Se irá registrando el acumulado del hidrógeno consumido hora a hora.
- H₂ Disponible → Se irá registrando el hidrógeno disponible para alimentar la pila de combustible. Se corresponde a la diferencia entre el acumulado producido y el acumulado consumido.

Por otra parte, una vez abordada la tabla de trabajo del caso de estudio, se va a plantear la secuencia de trabajo del programa desarrollado para el caso de estudio.

En total son tres bucles los que componen el programa para el caso de estudio. Los dos primeros; [figura 5.1](#) y [figura 5.2](#) junto a la [figura 5.3](#), son los mismos que los utilizados en el caso base, únicamente se modifica el valor de la capacidad de la batería. El tercer bloque en cuestión, [figura 5.4](#), es el correspondiente a la gestión del hidrógeno.

Una vez ejecutado los dos primeros bloques, se tiene que decidir el voltaje de trabajo de la pila de combustible. Para ello, en la columna “*Dif. Pot. Bat. Lim.*”, se extrae el valor máximo de demanda de la vivienda a cubrir por la pila de combustible y se escoge dentro del catálogo comercial (anexo IV) la pila con capacidad suficiente para las exigencias energéticas del sistema.

Definida la tensión de trabajo de la pila de combustible, la secuencia del tercer bucle sería:

- Se inicializan las variables de hidrógeno producido e hidrógeno consumido a 0. Están representadas el acumulado del hidrógeno producido y consumido.
- Si la energía registrada en “*Dif. Pot. Bat. Lim.*” es mayor que cero; en otros términos, existe un exceso de energía que no se ha podido almacenar en la batería, este exceso se destina para la producción de hidrógeno, ejecutándose el subprograma de producción en el electrolizador.

En este se va a calcular la producción de hidrógeno correspondiente a la energía neta excedente (se contabiliza el rendimiento del seguidor de máxima potencia) para la hora dada, registrándola en la columna correspondiente. A continuación,

se actualiza la variable asociada al hidrógeno producido y se registra en la columna pertinente.

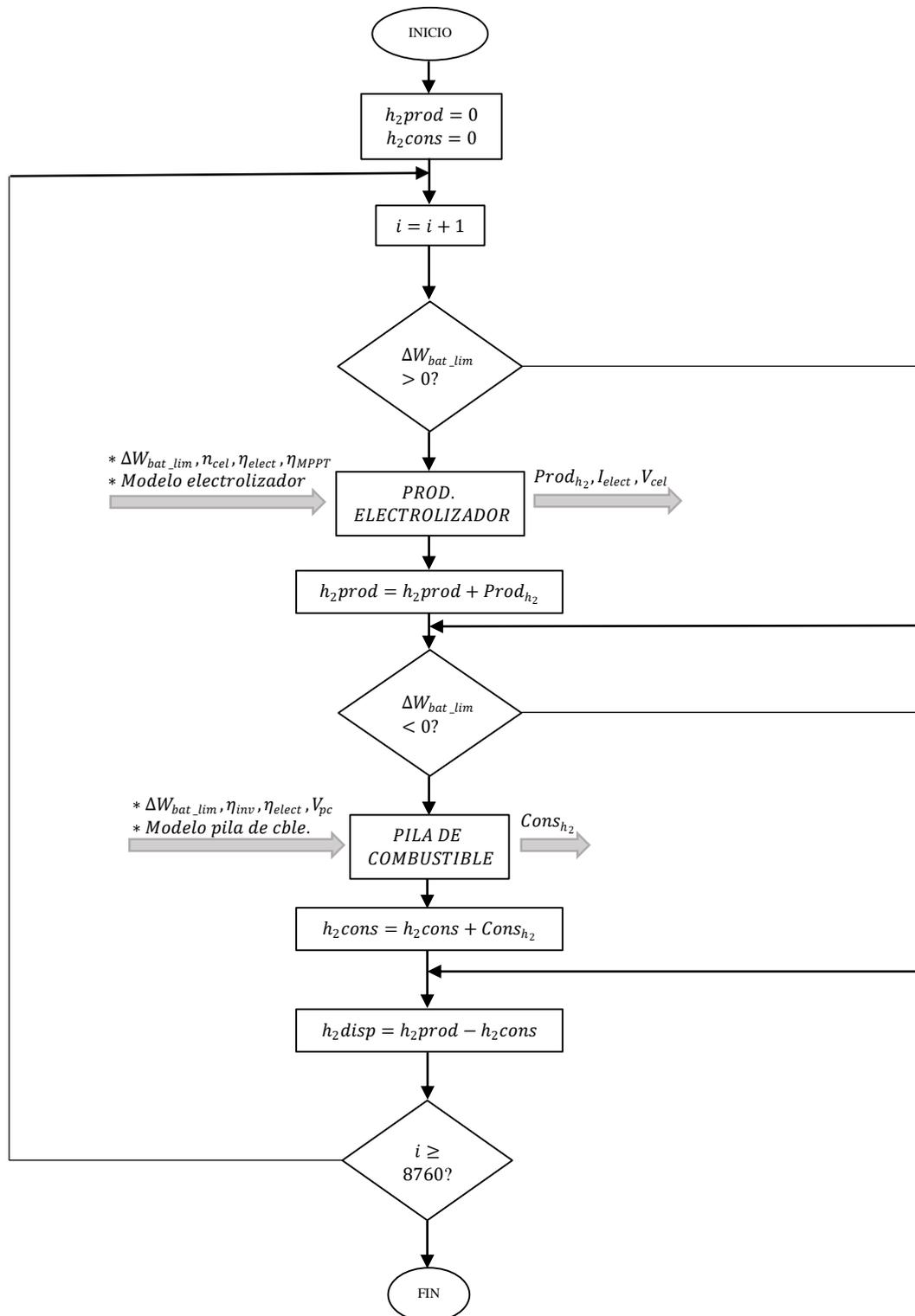


Figura 5.4. Diagrama de Flujo – Caso de Estudio.

- Si la energía registrada en “*Dif. Pot. Bat. Lim.*” es menor que cero; en otros términos, la pila de combustible debe cubrir la carga desde la vivienda que la batería no ha podido abastecer, se ejecuta ejecutar las líneas de código asociado a la producción de la pila de combustible.

A partir de la energía efectiva a producir por la pila de combustible (contabilizando el rendimiento del inversor) se va a calcular el consumo de hidrógeno de esta, registrando el valor del consumo en la columna correspondiente. A continuación, se actualiza la variable asociada al consumo de hidrógeno y se registra en la columna pertinente.

- Se calcula el hidrógeno restante como la diferencia entre el producido y el consumido. Este valor se vuelca en la columna correspondiente.

5.3 Resultados

Antes de proceder con los resultados obtenidos, se quiere volver a hacer hincapié en los escenarios donde se ha desarrollado el análisis. Tanto en el caso base como el caso de estudio, se han considerado 3 orientaciones distintas del generador fotovoltaico; estas se corresponden a una producción anual maximizada, una producción priorizada para los meses cálidos y una producción priorizada para los meses de menor radiación. Por otra parte, la orientación siempre es fija y hacia el sur, maximizando la captación.

5.3.1 Caso base

La representación de varias curvas de la evolución del estado de carga de la batería a lo largo del año en una misma gráfica puede ser algo engorroso debido a la dimensión del eje de ordenadas, no llegándose a discernir con claridad los valores que toman cada curva.

En este punto, para sintetizar los datos y simplificar la exposición de estos, en vez de representar la curva real del estado de carga se va a representar la tendencia del estado de carga a lo largo del año a través del ajuste en una curva del conjunto de valores del estado de carga en el año.

Una vez localizada la capacidad de la batería que cumpla con los requisitos, se graficará la curva real del estado de carga.

- **Inclinación 20°**

Para una inclinación de 20 grados el cálculo del número de paneles da como resultado un valor de 12.9 paneles.

Se va a ensayar el sistema con 12 y 13 paneles para ver cual configuración cubre la demanda y los requisitos de operación impuestos.

- 12 paneles fotovoltaicos

En la [figura 5.6](#) se puede apreciar como en los meses frío existe un defecto de energía. La tendencia de la batería se sitúa alrededor de su profundidad de descarga.

Al aumentar la capacidad de la batería para aprovechar el exceso de energía en verano, se suaviza la curva; sin embargo, al final del año se vuelve a apreciar que la energía producida es insuficiente. Realmente la razón de que esta configuración del sistema consiga abastecer la carga casi todo el año es por la hipótesis de que el estado de carga inicial de la batería está al 50%. Al duplicar la capacidad, se duplica esa energía extra almacenada inicial. Por lo tanto, cabe esperar que si se volviese a aumentar la capacidad, la demanda quede cubierta en el año de estudio; sin embargo, la tendencia es descendente, con el tiempo el sistema se irá descargando hasta llegado un punto que no podrá abastecer la carga de la vivienda.

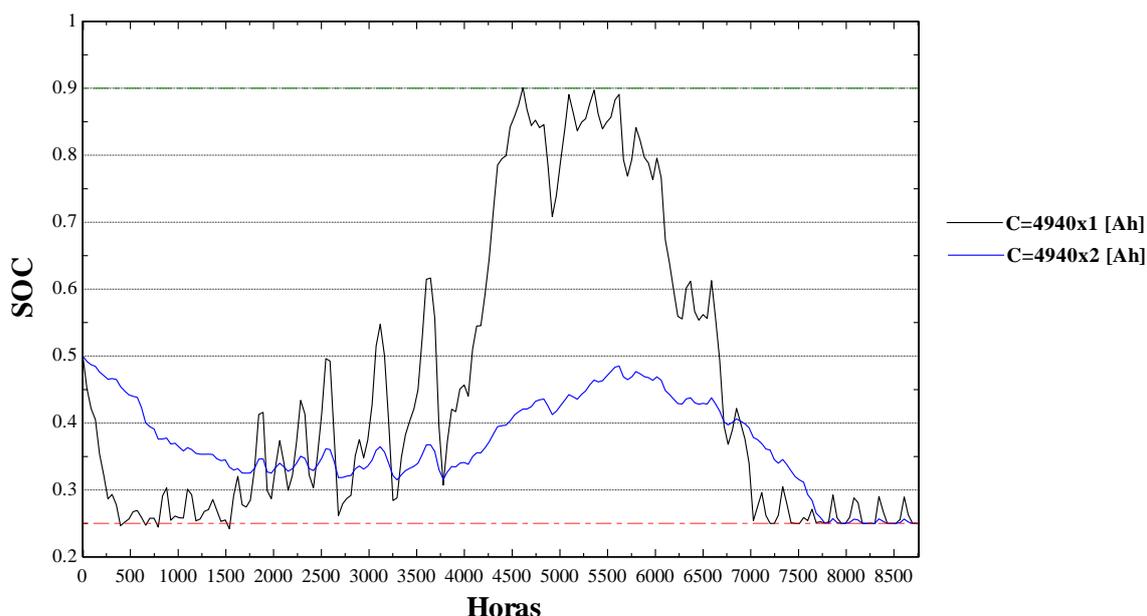


Figura 5.5. Tendencia SOC-12PV. Inclinación 20°

- 13 paneles fotovoltaicos

Al instalar 13 paneles fotovoltaicos, puede apreciarse como el grueso de horas en las cuales la tendencia del estado de carga se mantiene cercana al estado de sobrecarga aumenta ([figura 5.7](#)). A partir de mayo (alrededor de las 3000 horas) hasta finales de septiembre (alrededor de las 6500) la tendencia del estado de carga se mantiene alta, alcanzándose el estado de sobrecarga de forma repetida durante el transcurso de estos meses. Luego en los meses de radiación cae súbitamente la tendencia.

Es evidente que existe una sobreproducción en los meses de verano; debido a ello, habrá que aumentar la capacidad de la batería lo suficiente para suavizar la curva, permitiendo trasvasar la energía producida en verano a los meses frío.

A partir de 6 ramas en paralelo el banco de batería tendrá suficiente capacidad para cumplir los requisitos de operación impuestos al estado de carga. Observar que la gráfica acaba en un valor mayor que el estado inicial de carga de la batería, cabe esperar que con el tiempo la batería acabe mostrando una tendencia hacia un estado de sobrecarga.

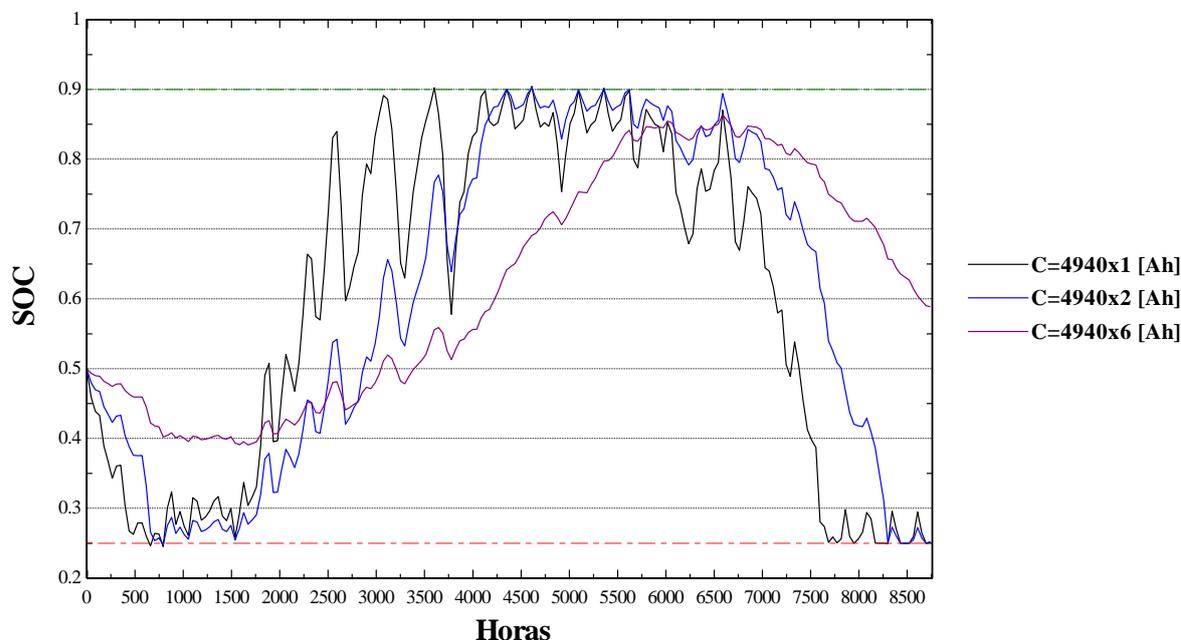


Figura 5.6. Tendencia SOC-13PV. Inclinación 20°.

En la [figura 5.8](#) se muestra la gráfica del estado de carga real de la batería a lo largo del año. La capacidad necesaria para cumplir los requisitos es tan alta que prácticamente el valor del estado de carga no cambia diariamente, sino más bien en función de las estaciones.

Aclarar que esta configuración dista de ser una solución óptima, únicamente representa el punto de partida para el caso de estudio, dota de un contexto al análisis que se desarrollará posteriormente.

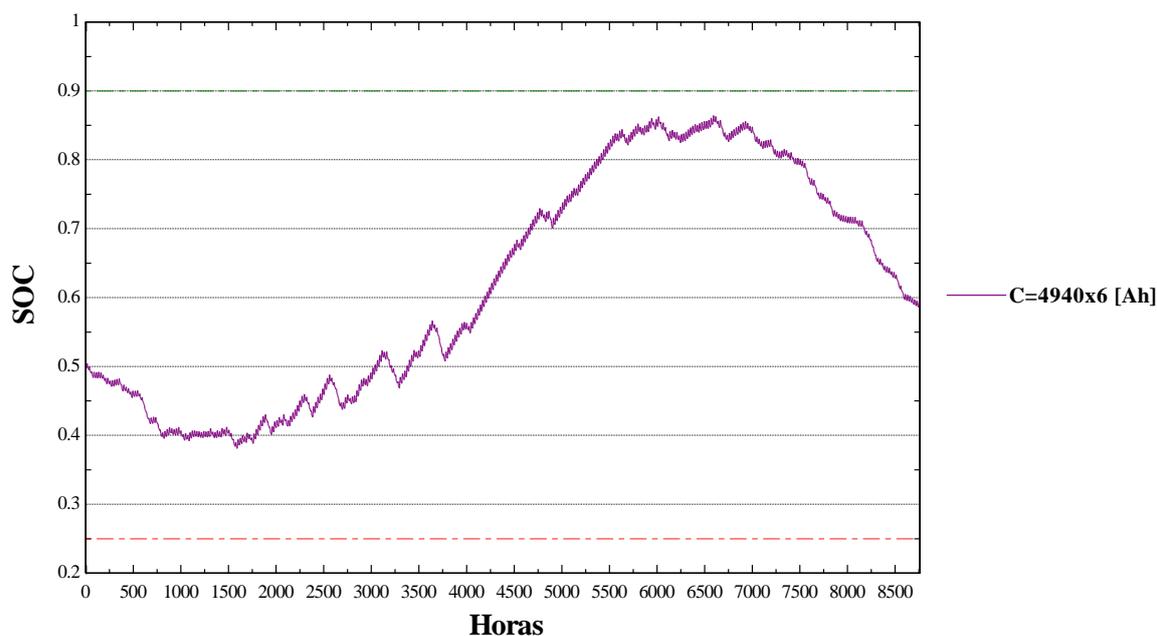


Figura 5.7. SOC-13PV. Inclinación 20°.

• Inclinación 35°

Ahora se ensayará con una inclinación de 35°, favoreciendo la producción anual. Presumiblemente la producción debería ser algo menos acuciada en los meses de verano con una tendencia del estado de carga más elevada en primavera y otoño.

El cálculo del número de paneles da como resultado un valor de 12.8 paneles.

Al igual que en el caso anterior, se va a ensayar el sistema con 12 y 13 paneles para ver cual configuración cubre la demanda y los requisitos impuestos.

- 12 paneles fotovoltaicos

La gráfica correspondiente para una configuración del sistema con 12 paneles se corresponde a la gráfica de la [figura 5.9](#). Queda patente con solo observarla que la potencia generada es insuficiente para cubrir la demanda, aunque merece la pena destacar como cambia el perfil de la gráfica frente a su homólogo a 20° de inclinación.

Mientras que con una inclinación de 20° queda muy diferenciado el pico de producción en verano, al inclinar los paneles 15° más, se discierne claramente como este pico mengua, repartiendo esta producción en los meses de mayor radiación (primavera y verano) en detrimento de un pico más acuciado en verano.

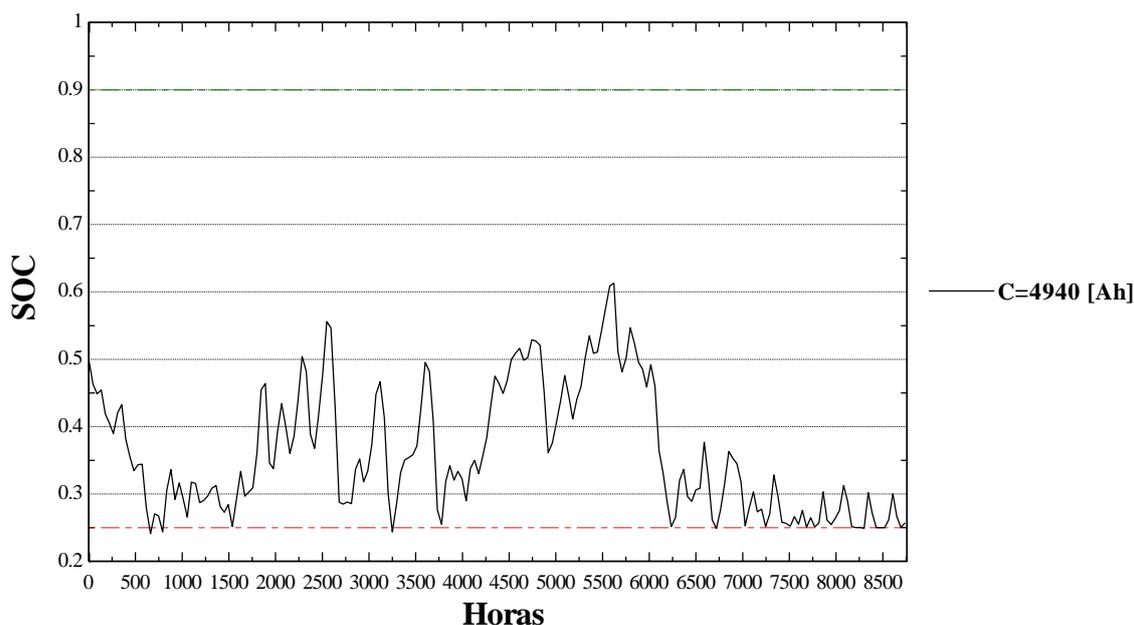


Figura 5.8. Tendencia SOC-12PV. Inclinación 35°.

- 13 paneles fotovoltaicos

Al instalar un panel más la demanda se cubre holgadamente. En la [figura 5.10](#) se puede comprobar como las tendencias para el estado de carga para las distintas capacidades presentan un comportamiento muy similar al caso con una inclinación de 20° en los paneles.

Se aprecia una tendencia ascendente más liviana y en fechas más tempranas. Ya para principios de abril (alrededor de las 2000 horas) la tendencia es ascendente, alcanzándose los requisitos de operación para esta configuración con una capacidad inferior de almacenamiento; 5 ramas en paralelo frente a las 6 requeridas para la inclinación a 20°.

El hecho de que la capacidad de almacenamiento sea menor en este caso está directamente relacionado con una producción fotovoltaica más distribuida en los meses de mayor radiación. Aun así, se aprecia como al final del año el estado de carga es superior al estado de carga inicial. Al igual que en el caso anterior, una tendencia al alza denota que con el transcurso del tiempo el comportamiento de la batería se desenvolverá en un estado de sobrecarga la mayoría del tiempo.

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para abastecer a una vivienda

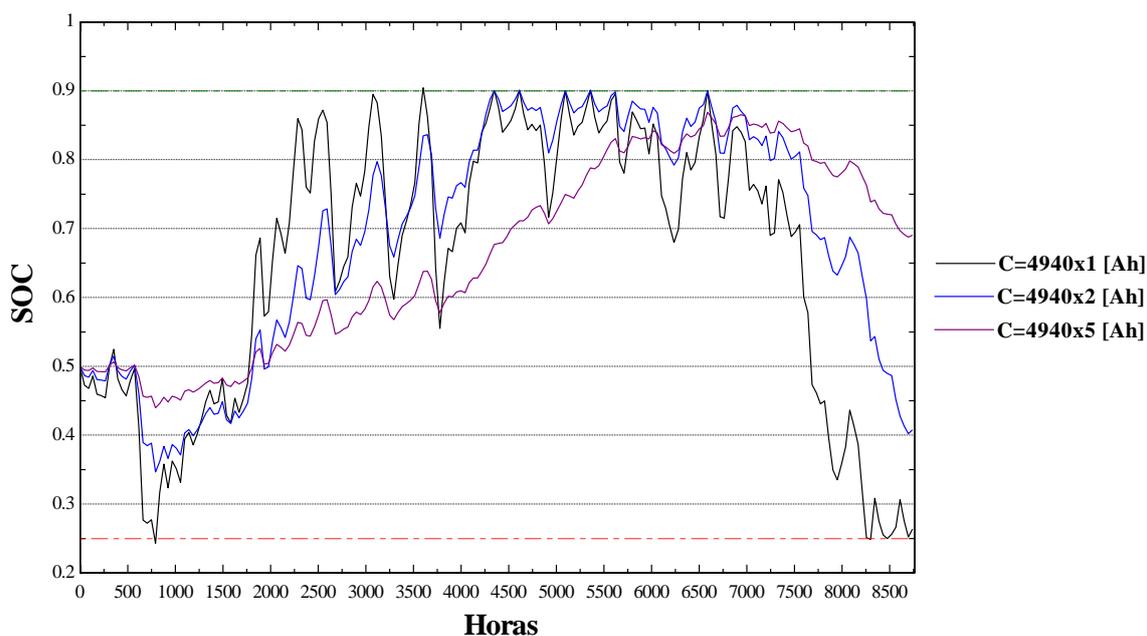


Figura 5.9. Tendencia SOC-13PV. Inclinación 35°.

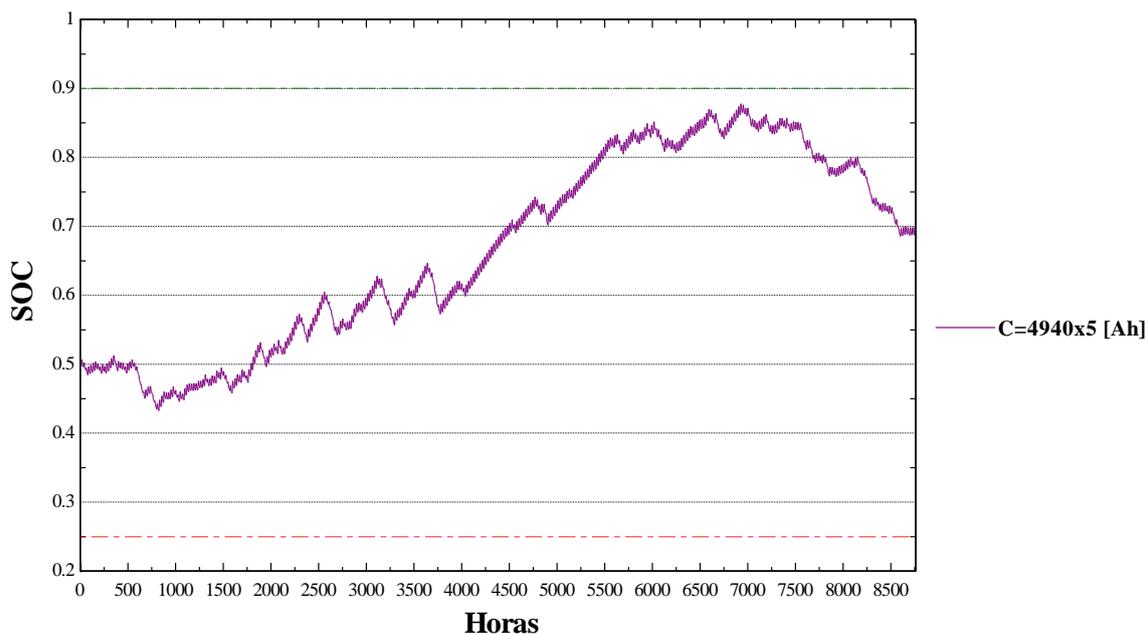


Figura 5.10. SOC-13PV. Inclinación 35°.

También en este caso, a causa de la excesiva capacidad de la batería el estado de carga prácticamente no varía diariamente sino estacionalmente ([figura 5.11](#)).

• **Inclinación 60°**

Al instalar los paneles fotovoltaicos a una inclinación de 60°, se busca maximizar la producción fotovoltaica los meses fríos cuando la demanda de la vivienda es menor y con el exceso de energía producido en estos meses, suplir parte de la demanda en los meses cálidos cuando está es mayor.

El cálculo del número de paneles para esta inclinación da como resultado un valor de 14.2 paneles.

Como es lógico, al priorizar la producción en los meses de menor radiación, cabe esperar que el número de paneles necesarios para cubrir la demanda de la vivienda sea mayor.

- 14 paneles fotovoltaicos

Al ensayar el sistema con 14 paneles, [figura 5.12](#), se puede apreciar como el comportamiento del sistema es el opuesto al apreciado en las dos configuraciones anteriores.

Se puede observar como existe un pico de producción de potencia alrededor de finales de febrero principios de marzo (aproximadamente 1500-2000 horas) y otro en diciembre (alrededor de las 8000-8500 horas), con un valle intermedio en el cual el sistema es incapaz de abastecer la demanda.

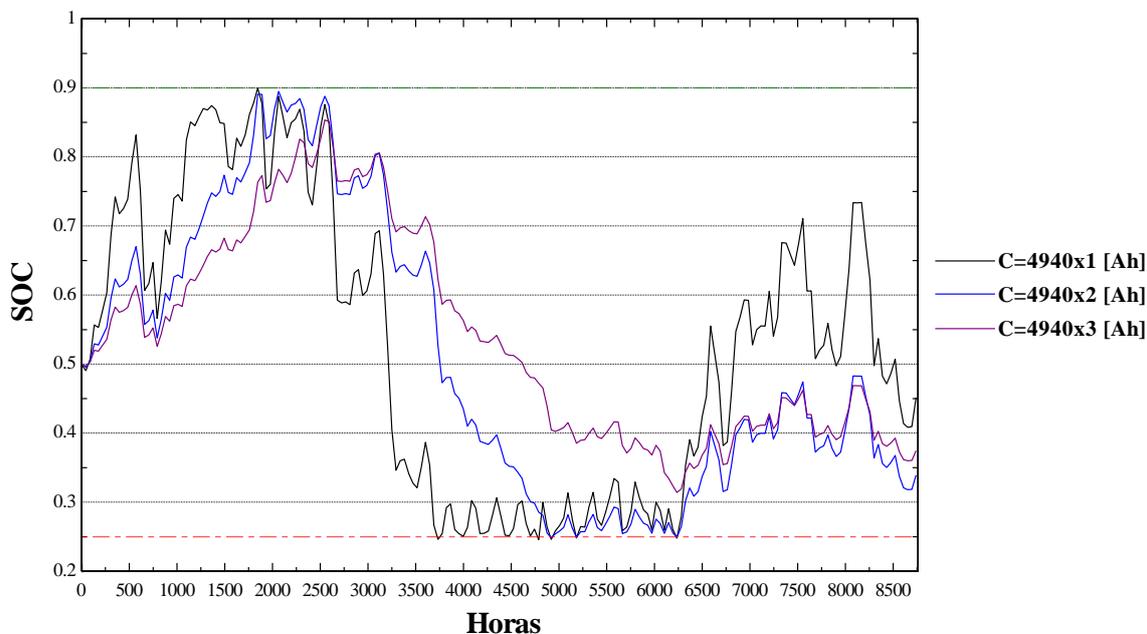


Figura 5.11. Tendencia SOC-14PV. Inclinación 60°.

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para abastecer a una vivienda

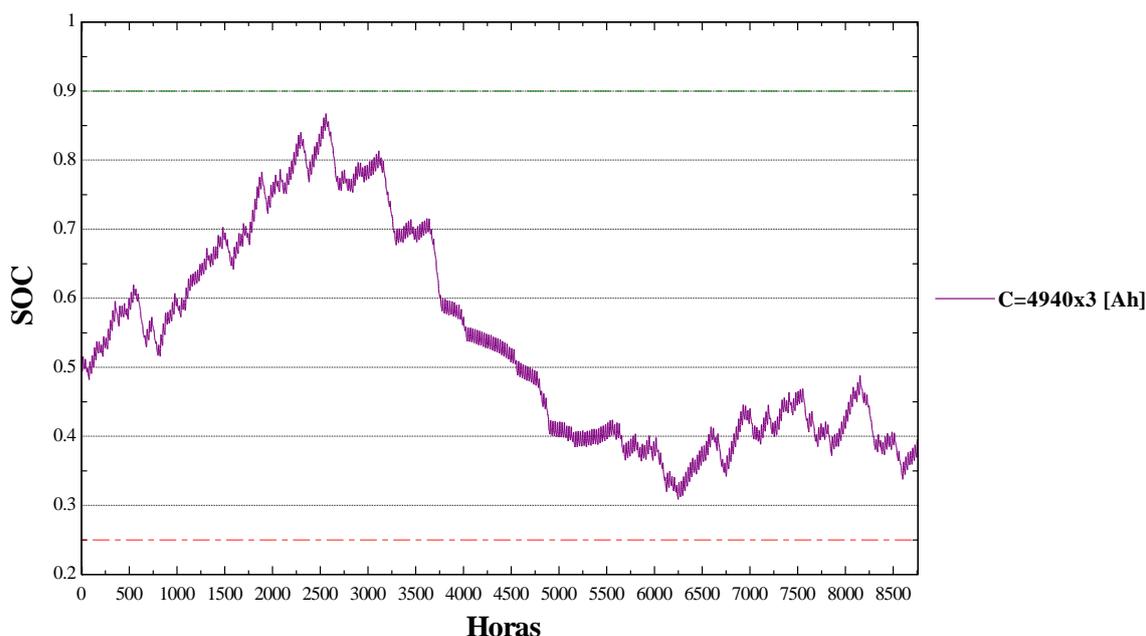


Figura 5.12. SOC-14PV. Inclinación 60°.

A partir de los 3 ramales en paralelo en el banco de baterías, la capacidad es suficiente como para abastecer las necesidades de energía durante el verano con el plus de producción a principios de año.

Sin embargo, aunque con 3 ramas en paralelo en el banco de baterías se cumplen los requisitos de operación impuestos; el estado de carga a final de año es menor que el estado de carga inicial. Esta tendencia decreciente puede denotar la posibilidad de que con el transcurso del tiempo esta configuración no sea capaz de abastecer las necesidades energéticas de la vivienda; por ello, se va a ensayar con 15 paneles fotovoltaicos para ver cómo responde el sistema.

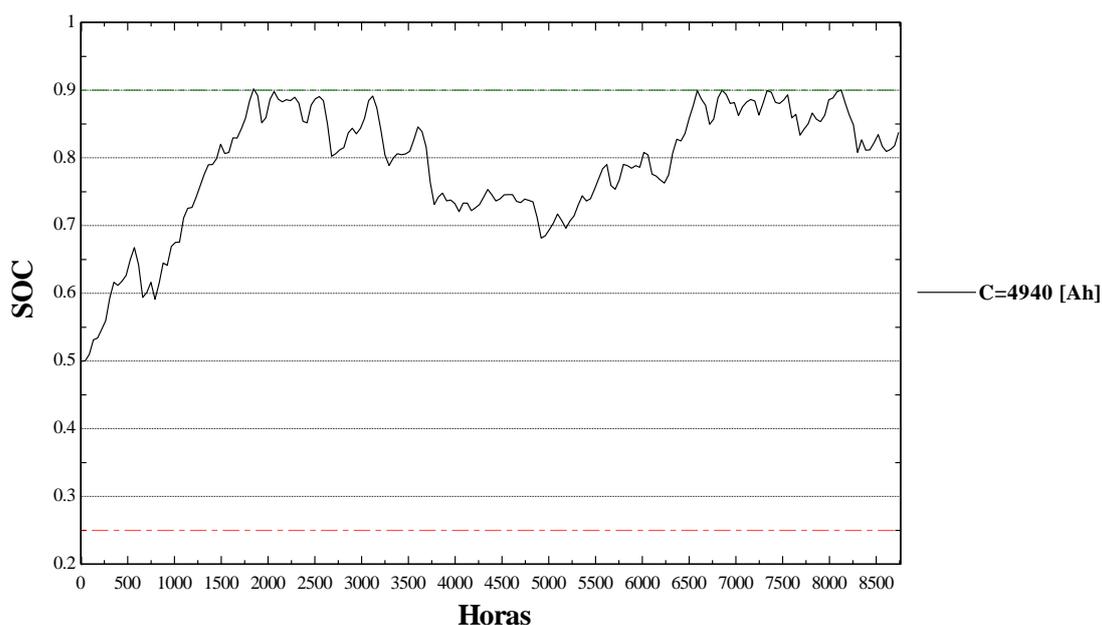


Figura 5.13. Tendencia SOC-15PV. Inclinación 60°.

- 15 paneles fotovoltaicos

Observándose la [figura 5.14](#), puede deducirse con facilidad que con 15 paneles fotovoltaicos el sistema se encuentra sobredimensionado, prácticamente abogado a la saturación perpetua de la batería. Prueba de ello es que la curva de tendencia del estado de carga siempre se muestra superior al valor inicial de este.

Como caso base para el caso de estudio se ha decido escoger la configuración con 14 paneles, la correspondiente a la [figura 5.13](#). Aunque pueda parecer que esta configuración no vaya a poder cubrir la demanda con el tiempo, al incluir en el sistema el apoyo del hidrógeno, se puede diluir esta pequeña tendencia decreciente. A parte, el caso de estudio con la configuración de 15 paneles únicamente revelaría una producción masiva de hidrógeno a medida que se fuese reduciendo la capacidad de la batería.

5.3.2 Caso de estudio

Esclarecido el caso base para cada una de las inclinaciones consideradas en el análisis se va a proceder a desarrollar el caso de estudio. Como ya se indicó posteriormente, para cada configuración se va a ensayar tres capacidades de batería diferentes para analizar la tendencia del sistema y la justificación o no del soporte del hidrogeno.

- **Inclinación 20°**

Las gráficas de la evolución del estado de carga para las tres capacidades distintas son las correspondientes a la [figura 5.15](#) y [figura 5.16](#). La gráfica para la batería de menor capacidad se ha decidido ilustrar de forma separada en aras de mostrar los datos de forma inteligible.

Puede apreciarse con mayor nitidez en la [figura 5.15](#) que en la [figura 5.16](#), como a principios de año el estado de carga se ubica alrededor de su límite inferior. Por lo tanto, existe un defecto de energía estos primeros meses; aunque, a medida que se reduce la capacidad de la batería, parece que se mitiga el efecto.

En la [figura 5.17](#), se ha hecho zoom a los primeros días del año para comprobar si realmente al reducir la capacidad de la batería se solventaría la carencia de energía para cubrir la demanda. Se puede observar como al reducir la capacidad de la batería el sistema se estimula, los ciclos de carga y descarga de la batería se precipitan. Es por ello, que la curva se va comprimiendo y mostrando unos cambios más bruscos. Como la instalación fotovoltaica está orientada a la producción en verano, la energía producida es insuficiente y la instalación acaba presentado un déficit de energía. Sin embargo, su ciclo de carga también es más abrupto; por lo tanto, los días soleados llega a mostrar un exceso de energía para la producción de hidrógeno. Debido a esto, cabe esperar que al reducir la capacidad de la batería la carencia energética vaya menguando y reduciéndose a los primeros días del año.

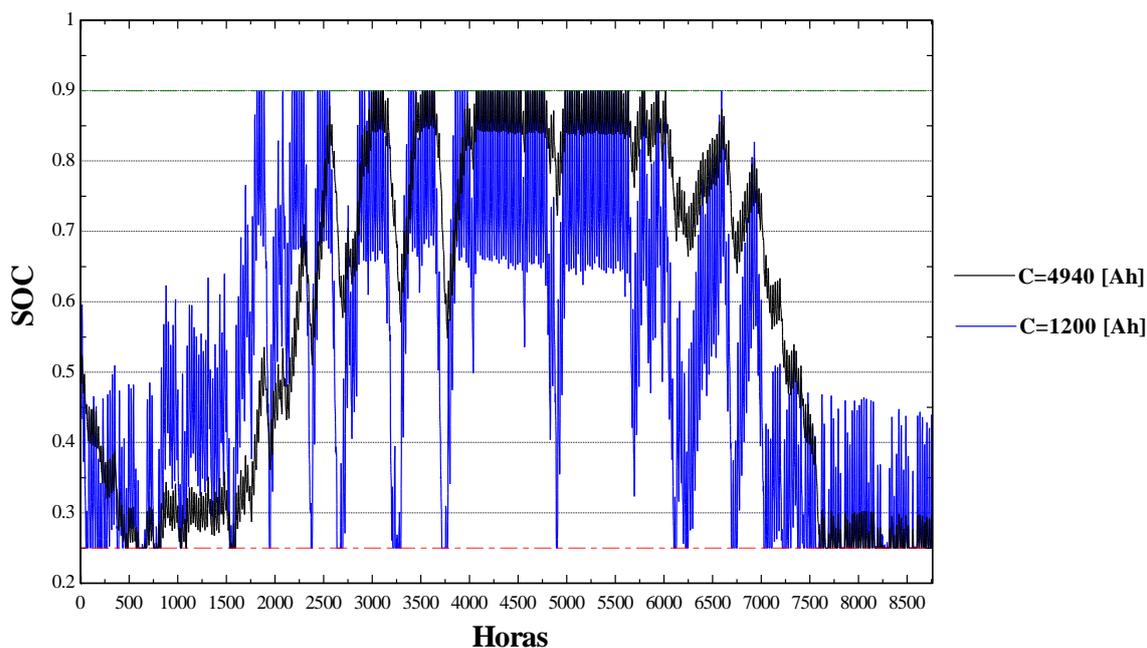


Figura 5.14. (1) Evolución SOC, 20°. Caso de Estudio

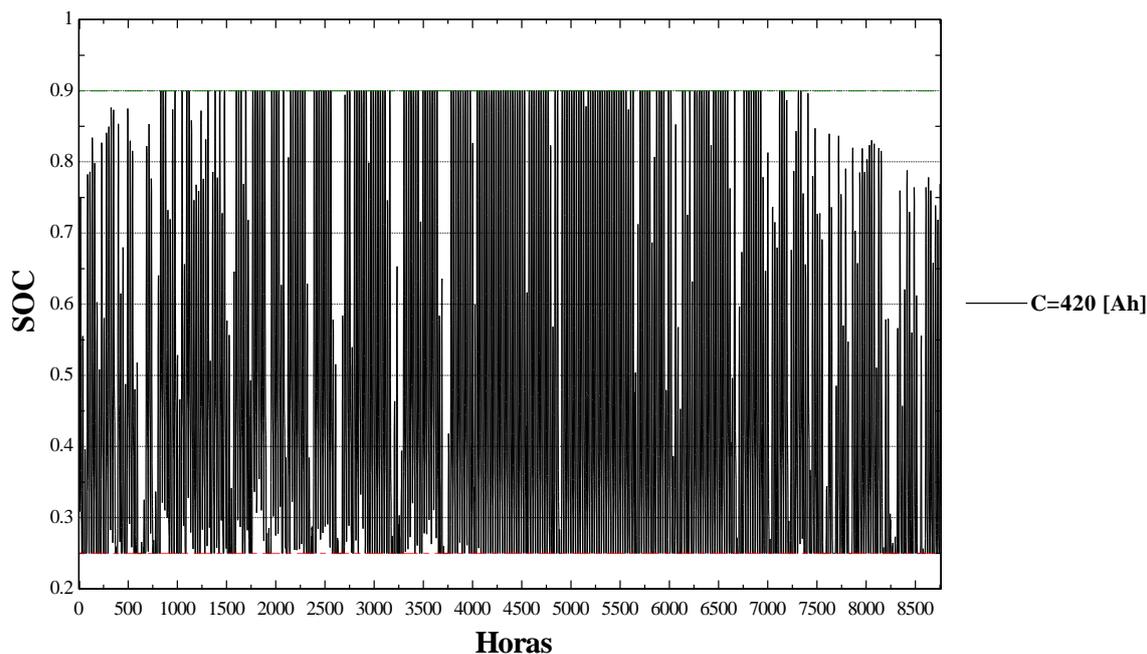


Figura 5.15. (2) Evolución SOC, 20°. Caso de Estudio

A su vez, en la línea con el argumento anterior, en la [figura 5.18](#) se puede apreciar como a medida que se reduce la capacidad la curva hidrógeno disponible se va estrechando también, mostrando valores positivos en fechas más tempranas, [figura 5.19](#), asegurando el cumplimiento de la demanda.

Para corroborar este comportamiento se va a llevar este escenario hasta su última estancia, instalando la batería con la menor capacidad posible ofrecida por el fabricante en su catálogo. En la [figura 5.20](#) se puede apreciar como rápidamente, a las 4 horas, está

la batería descargada, pero nada más amanecer, 4 horas más tarde, está en su límite superior. La [figura 5.21](#) muestra una tendencia ascendente del hidrógeno disponible en todo momento, incluso da la impresión de que no existe déficit de hidrógeno en ningún momento. Pero esto no es cierto, ya que se ha mostrado como a las 4 hora de funcionamiento existe una carencia energética. Al hacer zoom en las primeras horas a la gráfica de la evolución del hidrógeno para este caso extremo, [figura 5.22](#), se observa cómo hay un pequeño pico negativo menor que 0.025 kg/h de hidrógeno.

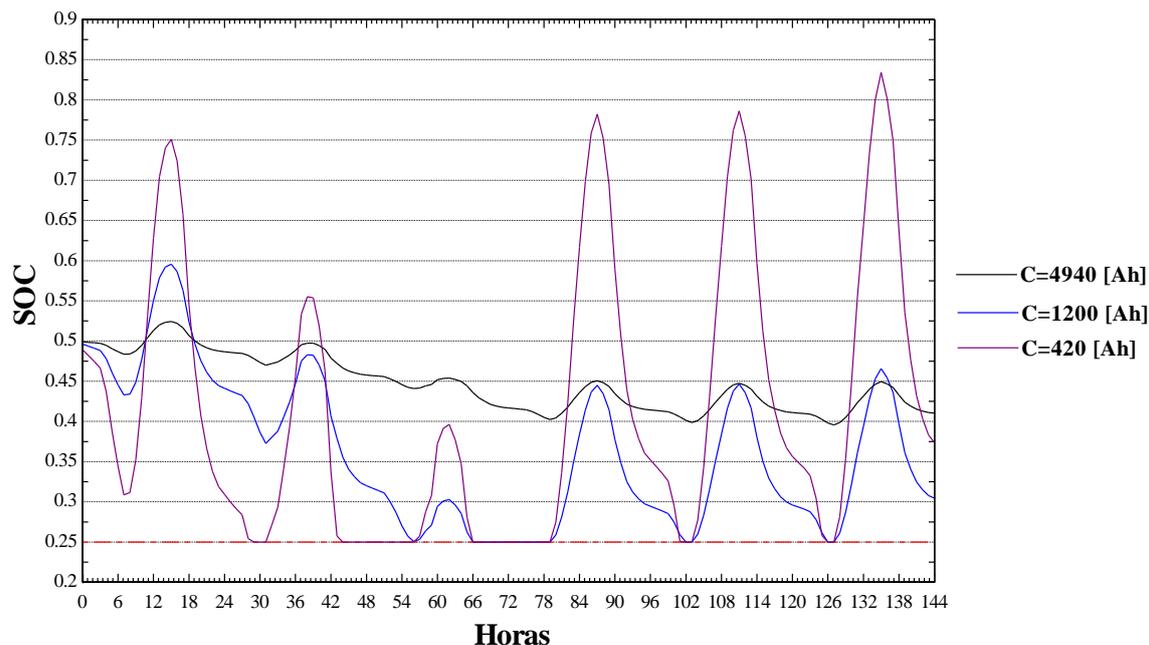


Figura 5.16. (3) Evolución SOC, 20°. Caso de Estudio.

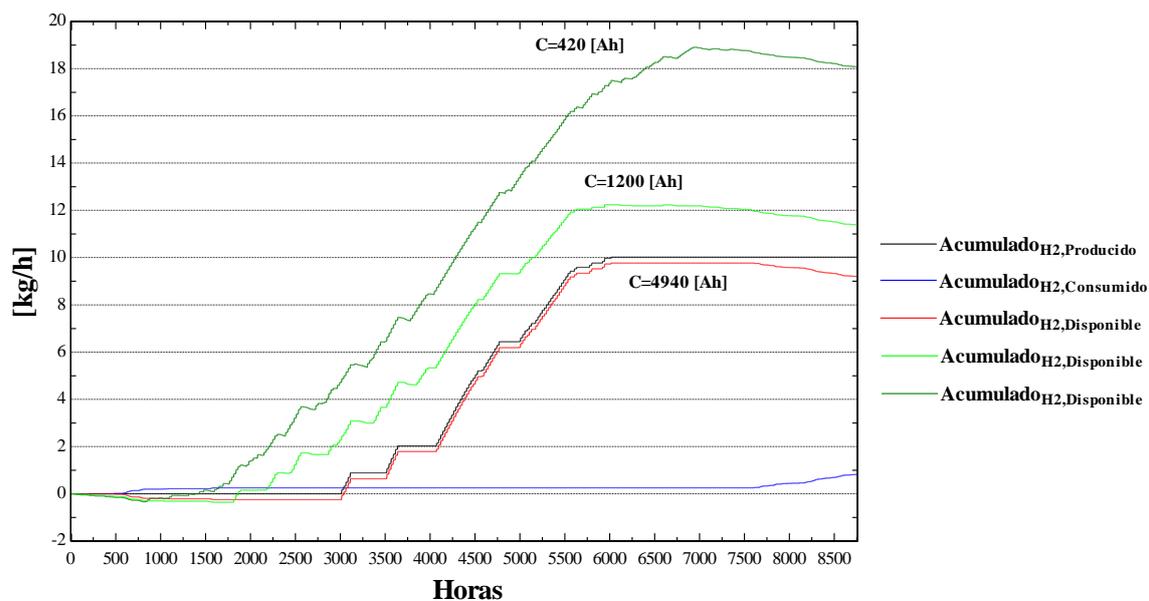


Figura 5.17. (1) Evolución del hidrógeno para las 3 capacidades. Inclinación 20°.

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para abastecer a una vivienda

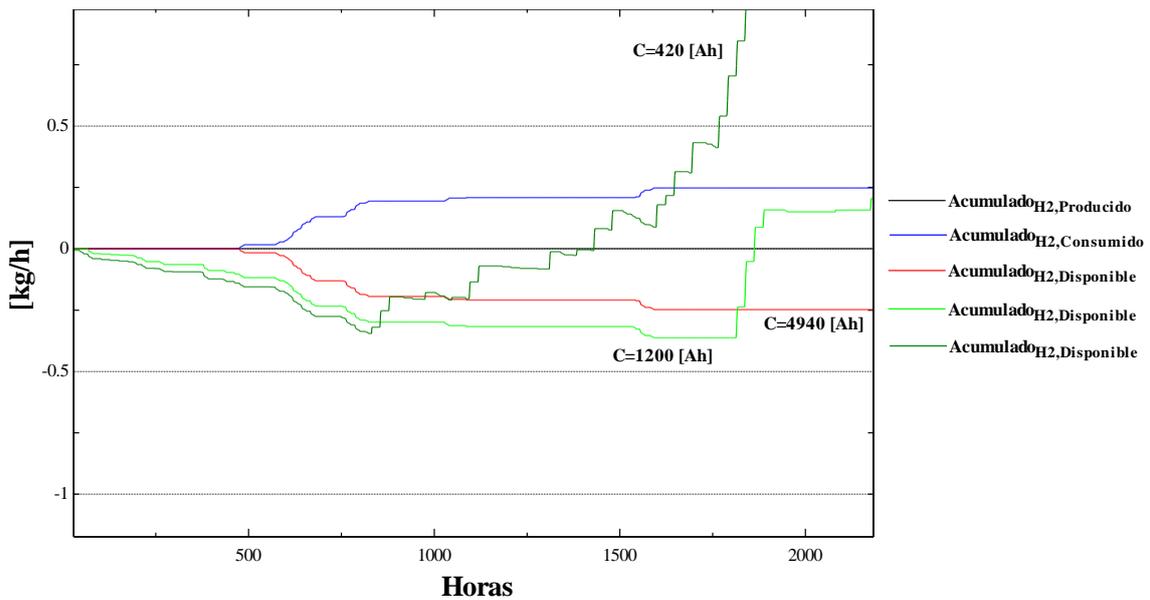


Figura 5.18. (2) Evolución del hidrógeno para las 3 capacidades. Inclinación 20°.

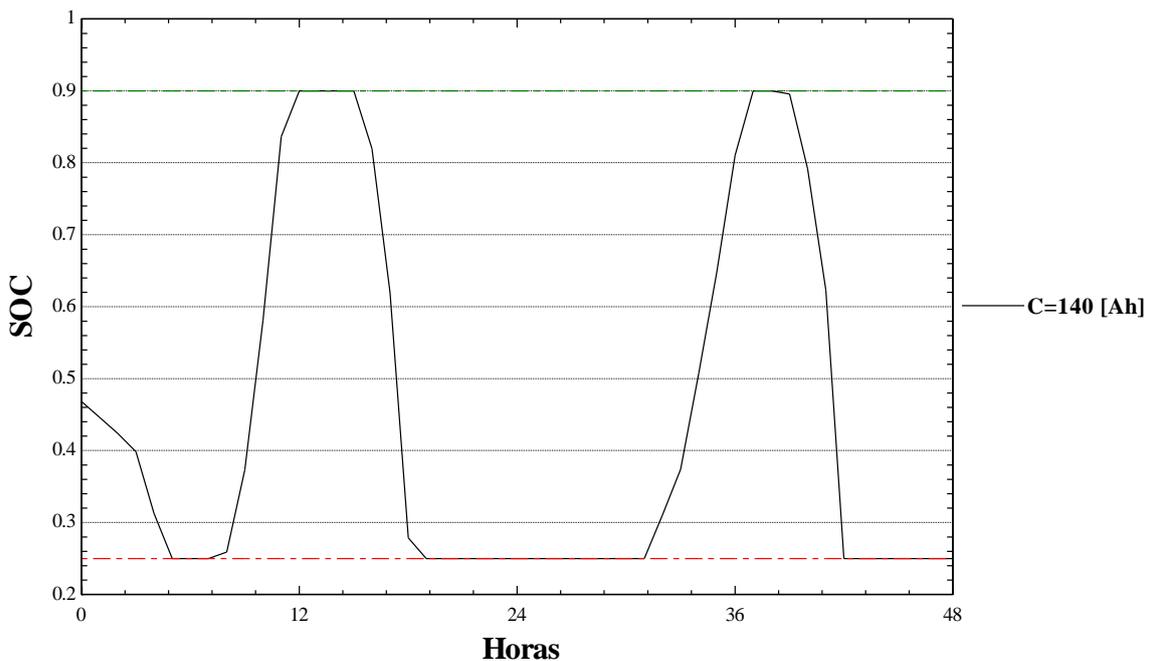


Figura 5.19. Evolución SOC, caso extremo. Inclinación 20°.

Se podría afirmar que al reducir la capacidad de la batería se solventa las carencias energéticas del sistema debido al sobredimensionamiento de la producción solar. No obstante, por la misma razón, el sistema pasa a un estado constante de generación de hidrógeno debido a esta sobreproducción, por lo que esta configuración dista bastante de ser una solución racional y óptima.

En resumen, al disminuir la capacidad, debido al sobredimensionamiento de la producción solar, la producción de hidrógeno aumenta a la vez que el número de ciclos completo de carga y descarga en la batería. De forma añadida, debido a la orientación del sistema fotovoltaico hacia una producción centrada a los meses de verano, existe un

déficit en los primeros meses del año. Para solventar el déficit y adaptarse a los requisitos de operación impuestos se debería inicializar el funcionamiento del sistema durante la primavera o el verano.

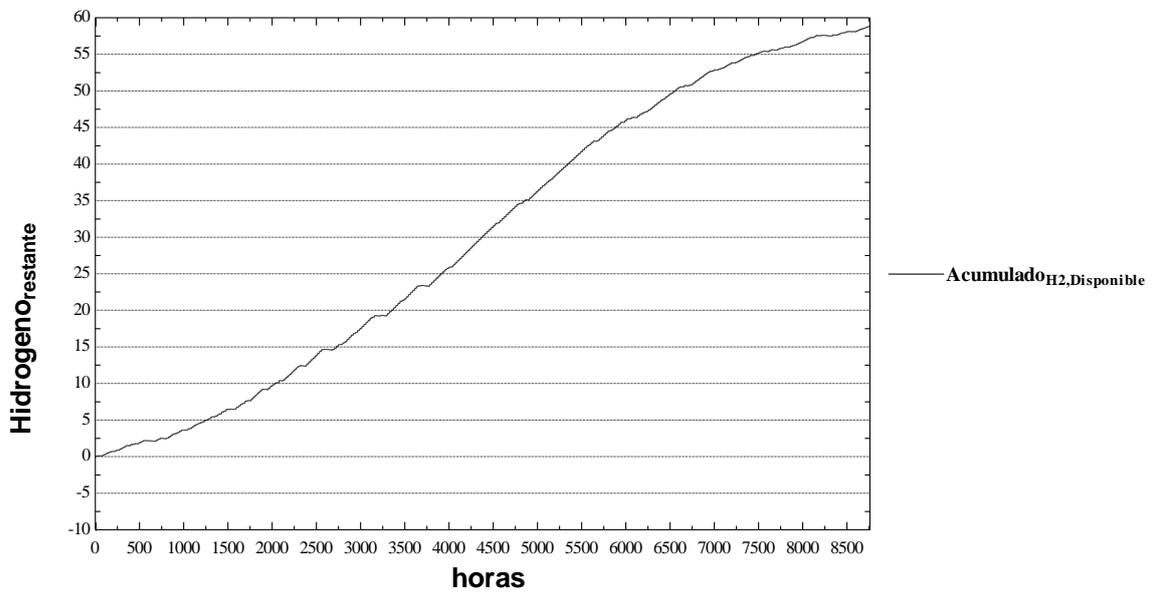


Figura 5.20. (1) Evolución hidrógeno disponible, caso extremo. Inclinación 20°.

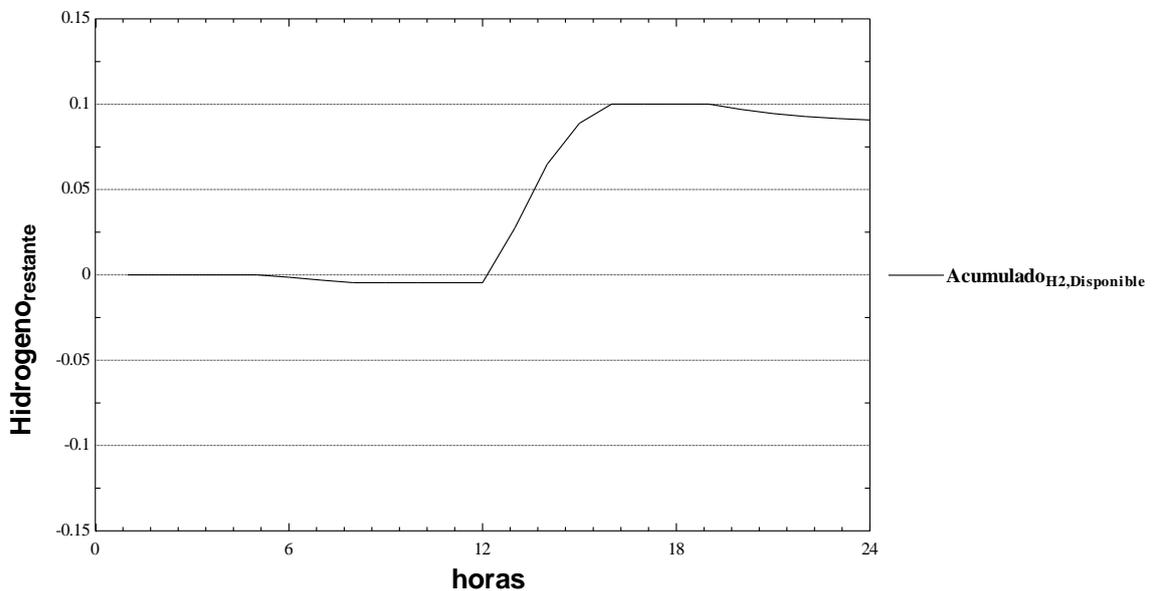


Figura 5.21. (2) Evolución hidrógeno disponible, caso extremo. Inclinación 20°.

- **Inclinación 35°**

Al igual que la similitud de comportamiento frente a una inclinación de 20° mostrada por esta configuración a 35° en el caso base, en el caso de estudio mantiene un perfil muy similar.

En las gráficas de la evolución del estado de carga para las diferentes baterías, [figura 5.23](#) y [figura 5.24](#), se aprecia como la radiación percibida en los primeros meses es mayor. Ya a principios de febrero (aproximadamente 1000 horas) el estado de carga muestra una tendencia creciente, con una pendiente mayor inversamente proporcional a la capacidad de la batería.

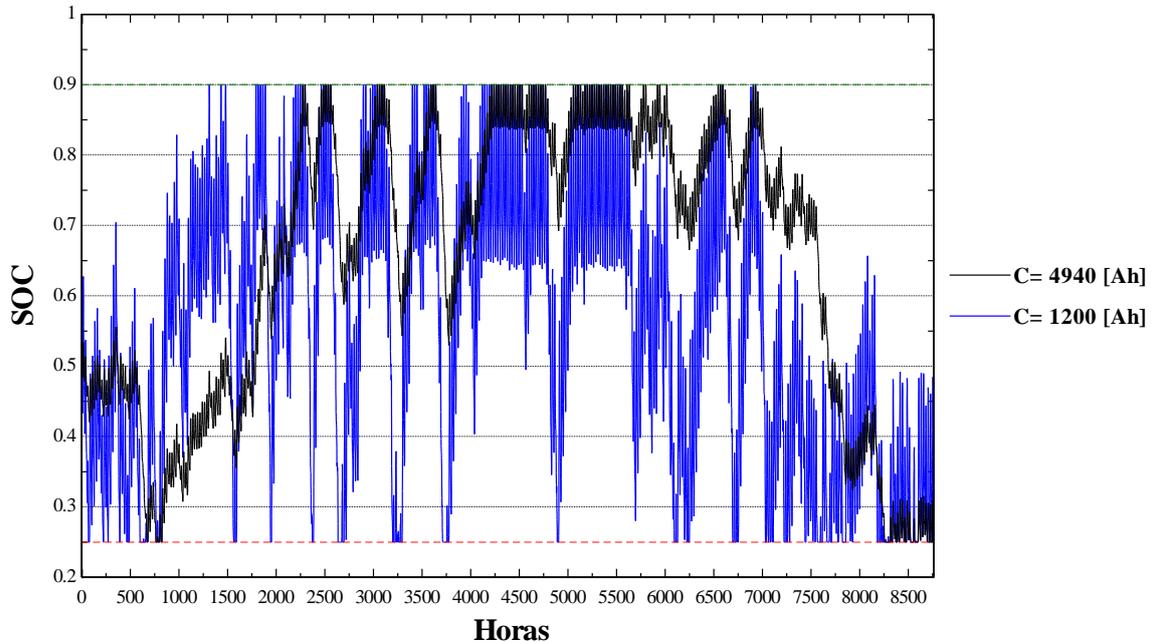


Figura 5.22. (1) Evolución SOC, 35°. Caso de Estudio.

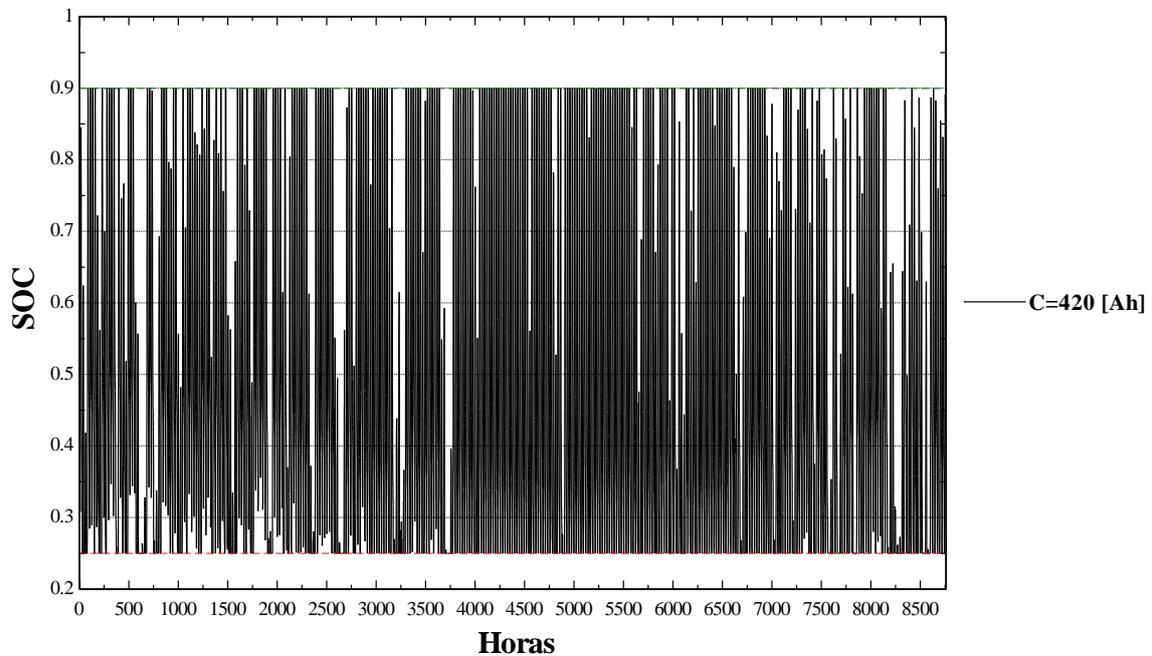


Figura 5.23. (2) Evolución SOC, 35°. Caso de Estudio.

De manera similar al razonamiento argumentado en el caso base, al inclinar en mayor grado los paneles, alejándose de una configuración orientada al verano; cabe

esperar que la producción sea más elevada en las estaciones de primavera y otoño, con una producción menos acuciada en verano.

En la [figura 5.25](#) se muestra la evolución del hidrógeno disponible para las distintas capacidades. Se puede apreciar como el hidrógeno disponible a final de año es menor en alrededor de 3 kg/h tanto en para la capacidad de 4940 [Ah] como la de 1200 [Ah]. Esta es causa directa de una producción más repartida en los meses no fríos.

De forma añadida, centrando ahora la atención en la [figura 5.26](#), se puede comprobar como el déficit de hidrógeno se solventa en fechas más prematuras, e incluso para una capacidad de 420 [Ah] es prácticamente nullo.

Pese a que el sistema responde de la forma esperada para capacidades mayores, parece ser que para capacidades pequeña el efecto se disipa; queda patente en la [figura 5.25](#), en la cual la cantidad de hidrógeno disponible a final de año es prácticamente similar a la obtenida con la inclinación anterior. Esto tiene su razón de ser en la saturación del sistema. En la [figura 5.24](#) se puede apreciar como el estado de carga prácticamente se mueve entre su límite superior e inferior con la pequeña diferencia de que con esta configuración la cantidad de días con un exceso de carga ha aumentado a lo largo del año; y aunque ese exceso sea menor en los meses mayor radiación, la mayor repartición conduce hacia una producción de hidrógeno prácticamente en alza todo el año para capacidades suficientemente pequeñas como para causar ciclos completo de carga y descarga diarios en la batería.

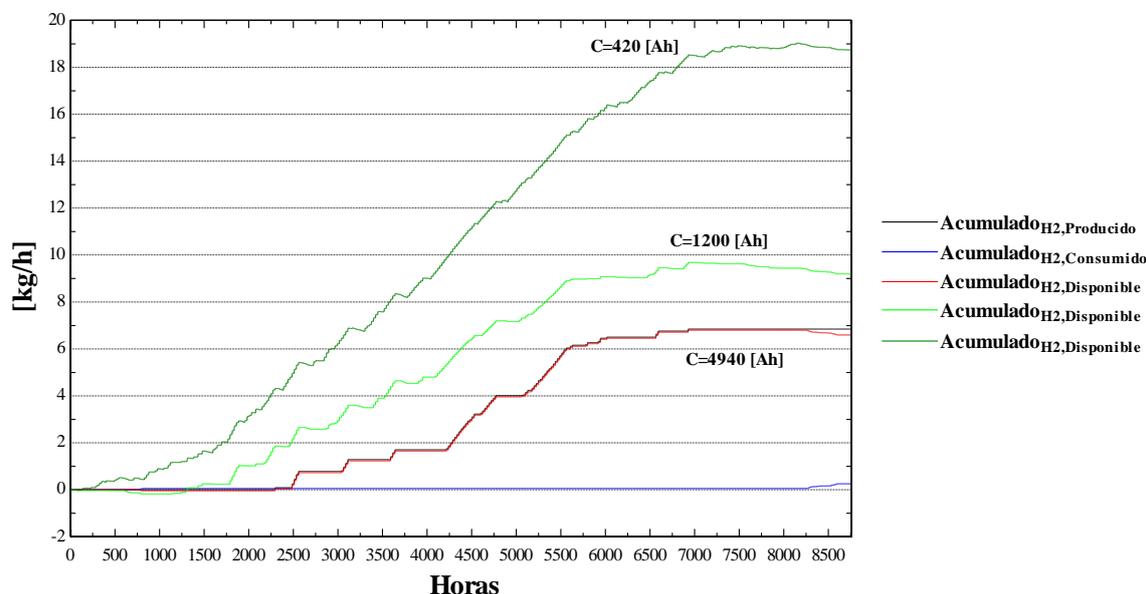


Figura 5.24. (1) Evolución del hidrógeno para las 3 capacidades. Inclinación 35°.

Aunque no es necesario y se aleja de la configuración lógica del sistema; y por ello no se ha representado para este caso, si se llevase hacia el extremo la situación de estudio, instalando la batería con la menor capacidad posible al igual que en el caso de 20° de inclinación; se podría observar como en las primeras horas del año el déficit sería prácticamente nulo y la curva del hidrógeno disponible una pendiente positiva que acabaría con una producción mayor que en el caso anterior.

Al igual que en el caso anterior, para cumplir los requisitos de operación impuestos el sistema debería empezar a operar en primavera para evitar el déficit energético de los primeros meses.

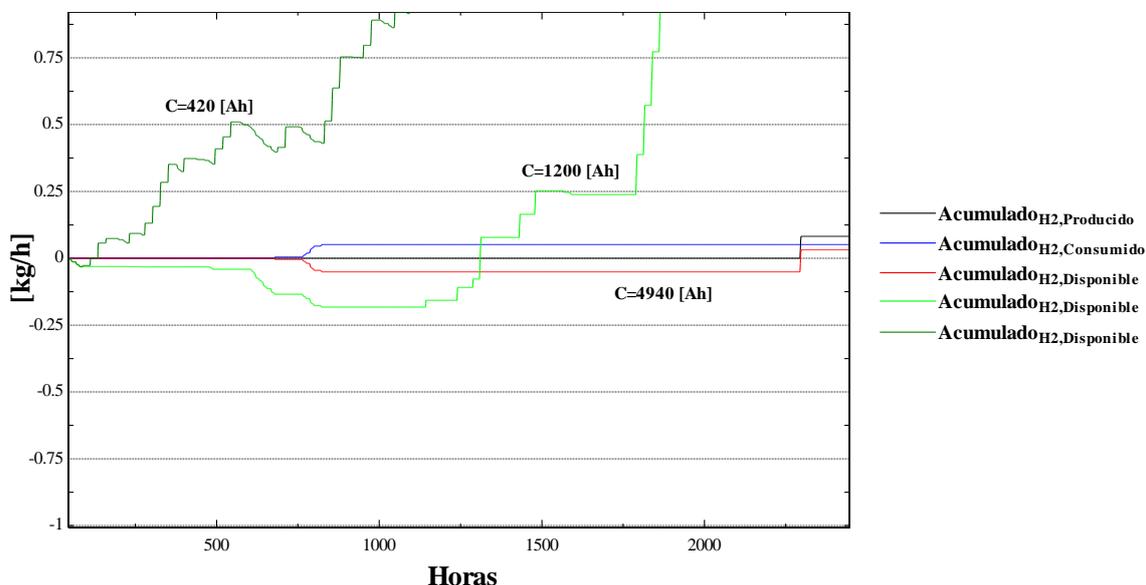


Figura 5.25. (2) Evolución del hidrógeno para las 3 capacidades. Inclinación 35°.

• Inclinación 60°

Al inclinar los paneles a 60°, favoreciendo la producción fotovoltaica en los meses fríos, la respuesta del sistema cambia completamente.

En la [figura 5.27](#), en la cual se grafica la evolución del estado de carga para las capacidades de 4940 y 1200 amperios hora, se puede apreciar como en los meses fríos el estado de carga se localiza en las proximidades del límite superior y durante el verano, prácticamente en las del límite de descarga.

Por otra parte, en la [figura 5.28](#), como ya se mencionó para el caso anterior, los ciclos de carga y descarga se suceden prácticamente de forma diaria. La batería entra en un comportamiento que se ha venido nominando como saturación y como era de esperar, quedando reflejado en la [figura 5.29](#), el hidrógeno disponible a final de año para la batería de menor capacidad destaca muy por encima del valor registrado para las otras dos capacidades mayores, y con un descenso menor respecto los caso anteriores que el presentado por las otras capacidades.

Cabe también destacar que con esta configuración no existe ningún déficit de hidrógeno; ergo, la demanda está cubierta durante todo el año. Para los valores obtenidos de hidrógeno disponible a final de año se vuelve apreciar un descenso respecto a la configuración anterior a 35°, otra vez alrededor de los 3 kg/h para las baterías de mayor capacidad en el análisis.

Con esta configuración puede apreciarse con mayor claridad como el soporte de hidrógeno toma un carácter estacional; almacenando el excedente en los meses fríos,

cuando la demanda es menor, para aprovechar esta durante los meses cálidos con mayor demanda. A su vez, la batería opera de soporte diario, adquiriendo todo el protagonismo a principios y finales de verano.

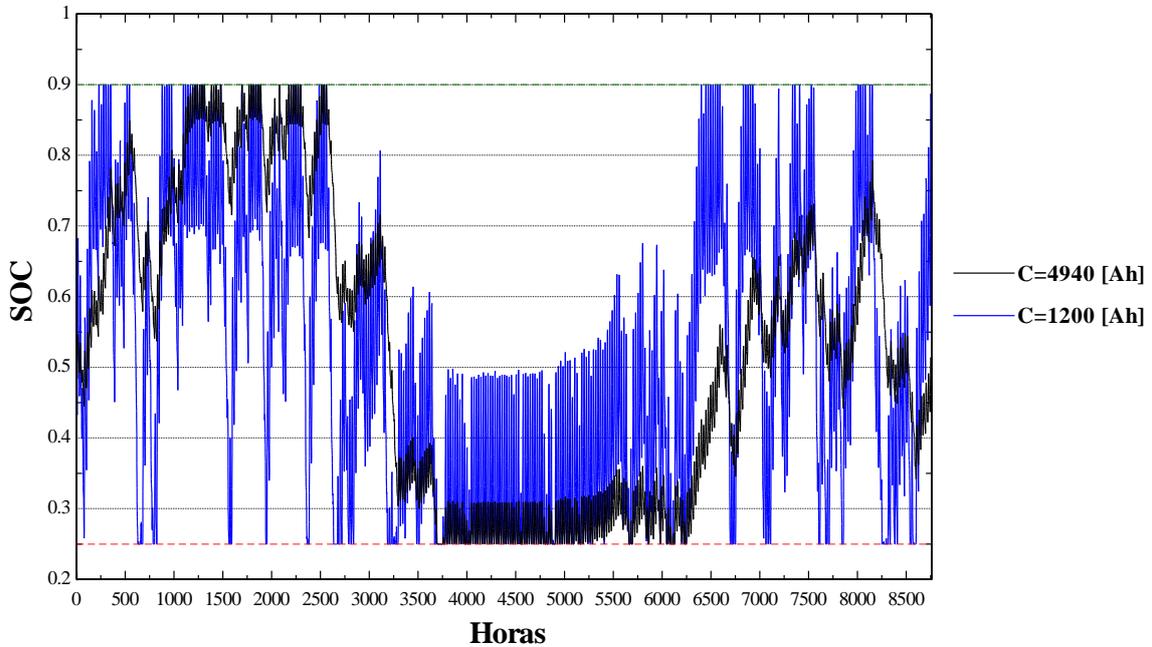


Figura 5.26. (1) Evolución SOC, 60°. Caso de Estudio.

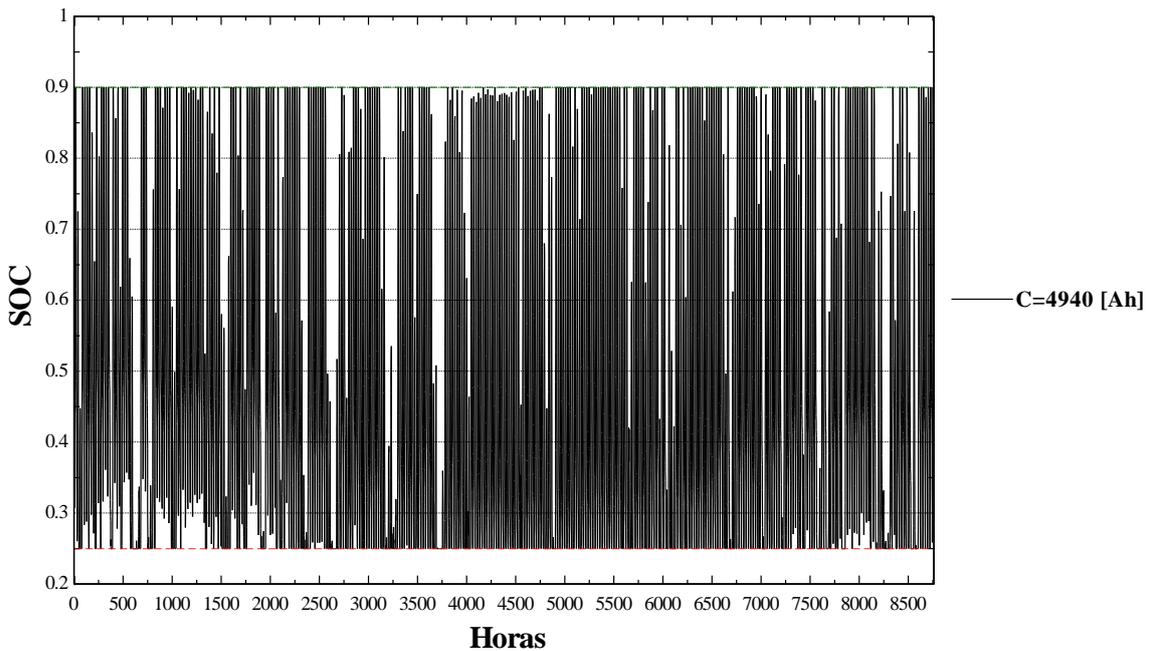


Figura 5.27. (2) Evolución SOC, 60°. Caso de Estudio.

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para abastecer a una vivienda

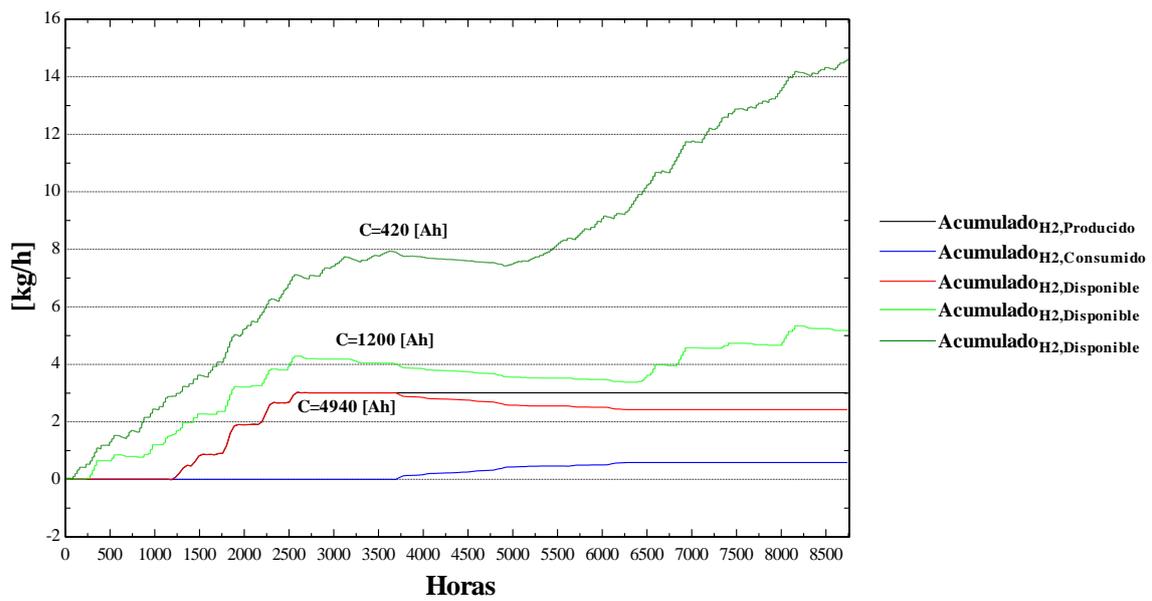


Figura 5.28. Evolución del hidrógeno para las 3 capacidades. Inclinación 35°.

6 CONCLUSIONES

En el trabajo presente se ha analizado la viabilidad de la incorporación de un soporte basado en las tecnologías del hidrógeno a una instalación autónoma para abastecer una vivienda. Del desarrollo de este son varias las cuestiones que se pueden deducir en materia de la penetración de las tecnologías del hidrógeno en el sector residencial.

En primer lugar, se ha diseñado de un caso base. En este, a partir de una instalación fotovoltaica y un banco de baterías, se ha buscado la configuración que permitiese cubrir la demanda de la vivienda en función de la inclinación de los paneles y la capacidad de la batería.

Se podría afirmar, en un ámbito teórico, la posibilidad de abastecer la demanda únicamente con un generador solar y un banco de baterías. Los resultados muestran como al aumentar la capacidad de la batería, de forma desmedida, se consigue diluir la intermitencia de la producción solar. Ahora bien, en un contexto técnico y también económico, esta solución carece de validez.

Al desarrollar el caso base para las tres inclinaciones asumidas en el análisis; una orientada a una producción máxima en verano, 20° ; otra para una producción máxima anual que se corresponde a la inclinación óptima, 35° ; y por último una producción máxima en invierno, 60° ; ya se puede discernir en líneas generales el comportamiento del sistema frente a la inclinación de los paneles fotovoltaicos.

Los datos obtenidos para la inclinación óptima en verano y en todo el año, son bastante parecidos, siendo la conclusión la misma. La capacidad necesaria, para abastecer y poder almacenar la energía del sistema para el primer caso ronda los 30 000 Ah, mientras que, para la segunda inclinación, se necesita una capacidad de alrededor de 25 000 Ah.

En ambas configuraciones, el pico de producción en verano sobredimensiona el sistema, siendo necesario una capacidad de almacenamiento completamente injustificada; tanto por el aspecto económico, ya que una capacidad menor y un grupo electrógeno sería mucho más barato; como en un aspecto técnico, debido a que baterías de esa capacidad se encuentran muy difícilmente en el mercado, obligando a una conexión de bancos de baterías en paralelos que únicamente conducen a un deterioro mayor de estas, peores eficiencias, y en términos finales, a una mayor renovación del equipo con su coste inherente.

Sin embargo, únicamente inclinado quince grados más los paneles, se consigue bajar drásticamente 5000 Ah de capacidad. Al distribuir la producción fotovoltaica en meses de menor radiación, desciende la capacidad necesaria. Esto queda patente al desarrollar el caso de invierno, donde la capacidad necesaria desciende hasta los 15 000 Ah. Para este último caso, hay que señalar que son necesario 14 módulos frente a los 13 módulos fotovoltaicos de los casos anteriores para producir la potencia suficiente; sin

embargo, son las baterías el elemento de mayor peso económico y más gastos acarrea con el paso del tiempo.

En un segundo paso, se añade al sistema un grupo de apoyo basado en el hidrógeno; electrolizador, tanque de almacenamiento y pila de combustible, para un soporte estacional frente a unas baterías que pasarían a ofrecer un soporte diario-semanal.

Son tres las capacidades contempladas para la batería en este punto del análisis; para aproximadamente una semana de autonomía, para un día de autonomía y para medio día de autonomía, siendo el patrón de comportamiento del sistema en función de la capacidad muy parecido en las tres inclinaciones de estudio.

Para la configuración de verano y la anual se vuelve a observar un comportamiento prácticamente similar. El pico de producción en verano lleva a las baterías a un estado de sobrecarga durante los meses de verano, teniendo lugar la producción de hidrógeno durante estos meses; luego, con la menor radiación a finales y principios de año existe un déficit de energía que suplirá la pila de combustible.

A medida que la capacidad de la batería descende, el sistema muestra menos inercia, un comportamiento más abrupto que conduce a una mayor producción de hidrógeno y a un mayor número de ciclos de carga y descarga, llegándose a un punto de saturación y producción de hidrógeno constante a partir de la capacidad con autonomía de alrededor de medio día.

Por lo cual, se concluye que, al reducir la capacidad de la batería, el sistema pierde inercia, sometiendo a un mayor estrés a las baterías y produciendo una mayor cantidad de hidrógeno.

Al desarrollar el caso de estudio para la inclinación óptima para el invierno, se consigue respalda las conclusiones anteriores. A pesar de que el comportamiento fotovoltaico del sistema es completamente distinto, al reducir la capacidad de la batería hasta el valor mínimo, el sistema se satura. A su vez, se comprueba que al igual que en el caso base, la orientación hacia una producción favorecida en meses de menor radiación favorece el comportamiento del sistema mostrando este un comportamiento más templado y unos valores más óptimos.

Cabe destacar, que en las dos primeras inclinaciones el sistema muestra una carencia energética, traducida en un déficit de hidrógeno, durante los primeros meses. Situación que no se da para la configuración de invierno, dejando constancia de nuevo de las ventajas de una inclinación orientada a los meses de menor radiación.

En definitiva, se puede defender la viabilidad técnica de la introducción del hidrógeno en un sistema autónomo. Los datos arrojados evidencian como más óptima una inclinación del generador fotovoltaico orientada a los meses de menor radiación, a la vez que la capacidad de la batería debe ser lo suficientemente grande como para acompañar su comportamiento estacional con el del soporte de hidrogeno; es decir, cabe esperar que las baterías muestren una tendencia a la sobrecarga durante los meses donde la inclinación del generador fotovoltaico es la óptima y viceversa, evitando un comportamiento diario de carga y sobrecarga por un defecto de capacidad.

Por otra parte, en un aspecto económico desgraciadamente aún es pronto para hablar de viabilidad en estos tipos de sistemas. Los precios asociados a los electrolizadores, y en menor medida a las pilas de combustibles y los sistemas de almacenamiento son aún muy elevados. No existe un mercado maduro en este tipo de máquinas y prácticamente la mayoría de fabricantes realizan sistemas a medida. Todo ello dificulta que se establezca un precio orientativo, e incluso entre los diferentes estudios y artículos de la literatura, los precios varían ostensiblemente.

Para tener un orden de magnitud; por ejemplo, en el artículo (Castañeda M., 2013) para una pila de combustible tipo PEM de 1.2 kW apuntan un coste de alrededor de los 7 000\$ y 30 000 horas de funcionamiento (5-10 años dependiendo del uso), con un tanque de baja de presión para capacidad de 2.97 kg de 13 800\$ y 20 años de vida útil, y un electrolizador de 3 kW con un coste de alrededor de 23 840\$ y 30 000 horas de funcionamiento (5-10 años dependiendo del uso). Todo ello frente alrededor de 20 000 € que ronda el coste una batería con las características de la escogida para este análisis (estacionaria, acido-plomo, 24 voltios, 4940 Ah) con una media entre 5-10 años de funcionamiento (depende del uso). Obteniéndose precios del orden de magnitud al buscar en el precio que manejan los principales fabricantes en la literatura.

A pesar de que hoy por hoy la incorporación del hidrógeno en el sistema energético, ya sea como vector o como combustible en sí, encarezca el precio del kilovatio hora, cabe destacar que existe un margen importante para la reducción de precios. El hecho de que no exista una economía de escalas para estas tecnologías, junto a las futuras aplicaciones del hidrógeno y al obligado cambio en el sistema energético propulsado y embebido en las políticas energéticas a nivel global, conducen hacia una fabricación en serie de estas tecnologías en todos los ámbitos; desde la generación y el automovilismo, más palpable a fecha de hoy, hasta la microgeneración y descentralización de la demanda energética junto a las aplicaciones móviles.

En definitiva, se puede defender sin miedo a errar que el hidrógeno tendrá un papel importante en la transición energética hacia un sistema de sostenibilidad con una mayor presencia de las energías renovables y una descarbonización del mismo, siendo el vector energético del futuro.

7 ANEXO I. Demanda Horaria de la Vivienda

Al ser la vivienda considerada en el análisis un caso hipotético y al carecer de una curva de carga anual de una vivienda con características similares a la vivienda del análisis, se ha decidido estimar la curva de demanda anual de la vivienda.

Para ello se ha asumido que la vivienda posee una serie de aparatos de consumo, los más habituales, y se ha estimado el consumo y las horas de uso de estos para las estaciones de verano, invierno y primavera. A su vez se han supuesto los días de uso a la semana de cada uno, para obtener a partir del promedio el consumo diario para cada estación. Todo lo anterior viene plasmado en la [tabla 7.1](#).

A partir del consumo promedio diario se va a obtener el consumo promedio diario mensual gracias a la herramienta “*HOMER ENERGY PRO*”. Este software, para definir la carga en sus simulaciones y estudios, permite introducir o exportar los datos que el usuario desee, o ofrece al usuario la posibilidad de usar una de las plantillas de demanda tipo del programa.

“*HOMER ENERGY PRO*” da la posibilidad de definir una curva de carga anual con un perfil de verano o de invierno, perfilando el pico de la demanda en julio o enero respectivamente. Lo que el software facilita es el promedio mensual de consumo diario.

Para la curva de demanda de este trabajo se ha seleccionado el perfil de carga tipo verano, y se ha definido el pico de julio con el valor obtenido para el consumo diario de verano en la [tabla 5.1](#). Del software se ha extraído el promedio mensual de consumo diario para todo el año proporcional al consumo estimado para verano en la [tabla 5.1](#).

A partir del promedio mensual de consumo diario y un coeficiente aleatorio, se ha desarrollado en Excel la curva de demanda anual horaria para la vivienda según viene recogido en la [figura 7.1](#).

Horas	Consumo promedio mensual diario		Coeficiente aleatorio		Demanda horaria
1	Consumo promedio mensual diario para los 12 meses extraido de <i>HOMER PRO</i> , repetido para cada día de su correspondiente mes	X	Coeficiente aleatorio entre 0.9-1.2	=	[kWh]
...					
8760					

Figura 7.1. Desarrollo para la obtención de la demanda horaria anual de la vivienda.

Aunque el método por el cual se ha obtenido la demanda horaria anual de la vivienda no proporcione una demanda precisa y fundamentada para todas las horas del año, si que provee un buen punto de partida para las pretensiones del análisis desarrollado en este trabajo; en cual, el objetivo no es el diseño preciso de una instalación fotovoltaica-

híbrida autónoma, sino discernir las pautas de comportamiento del sistema al introducir el soporte del hidrógeno para justificar su utilización en este tipo aplicaciones.

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para abastecer a una vivienda

Elementos de Consumo de la Vivienda		Cant.	Uso	Potencias [kW]	Potencias pico [kW]	Horas/Día			Días/Semana			Consumo diario kWh/día		
						Invierno	Primavera	Verano	Invierno	Primavera	Verano	Invierno	Primavera	Verano
Iluminación	Lámpara LED	18	Frecuente	0.015		5	4.5	4	7	7	7	1.35	1.22	1.08
	Frigorífico	1	Frecuente	0.15	1.5	24	24	24	7	7	7	3.60	3.60	3.60
Cocina	Microondas	1	Frecuente	1	2	0.08	0.08	0.08	7	7	7	0.08	0.08	0.08
	Campana extractora	1	Frecuente	0.3	0.9	0.3	0.3	0.3	7	7	7	0.09	0.09	0.09
Salon	Televisor	1	Frecuente	0.1		1.5	1.5	2	7	7	7	0.15	0.15	0.20
	Ordenador	2	Frecuente	0.2		2.5	2.5	2.5	7	7	7	1.00	1.00	1.00
	Equipo de música	1	Puntual	0.5		1	1	1	2	2	2	0.14	0.14	0.14
	Ventilador	1	Periódico	0.025				4			7			0.10
Lavadero	Lavadora	1	Frecuente	2.8		1	1	1	4	4	4	1.60	1.60	1.60
	Plancha	1	Frecuente	2		0.5	0.5	0.5	7	7	7	1.00	1.00	1.00
Habitaciones	Cargador móvil	4	Frecuente	0.01		0.6	0.6	0.6	7	7	7	0.02	0.02	0.02
	Cargador PC Portatil	2	Frecuente	0.12		0.3	0.3	0.3	7	7	7	0.07	0.07	0.07
	Lampara	4	Frecuente	0.015		2	2	1	5	5	5	0.09	0.09	0.04
Baños	Secador	1	Frecuente	1.2	2.4	0.05	0.05	0.05	4	4	4	0.03	0.03	0.03
	Calefactor	2	Periodico	1		0.6			7	7		1.20	0.00	0.00
Climatización	Bomba de Calor (split 1x1)	3	Periodico	0.745				2			7			4.47
												10.43	9.09	13.54

Tabla 7.1. Estimación de consumos de la vivienda

8 ANEXO II. Inclinación del Generador FV

Al no ser el objetivo primordial de este trabajo el diseño de la instalación fotovoltaica ni la exactitud en los valores obtenidos de irradiación, sino que únicamente se desea un año tipo meteorológico con unos valores sensatos a partir del cual se pueda estimar una potencia producida, se ha recurrido a una serie de software gratuitos para facilitar la labor.

En primer lugar, se ha utilizado a la base de datos del PVGIS, “*Photovoltaic Geographical Information System*”. Esta una herramienta online desarrollada por el Centro Común de Investigación Europeo, “*The Joint Research Centre (JRC)*”, para la investigación en la valoración de recursos solares, estudio sobre el rendimiento fotovoltaico, y la diseminación del conocimientos y datos sobre la radiación solar y diversos aspectos en materia fotovoltaica. Su elemento más reconocible es la aplicación web de la cual se ha extraído la irradiación promedio mensual para diferentes inclinaciones de paneles. Señalar que los resultados de PVGIS son bastante preciso y tienen una buena aceptación en la comunidad científica.

A partir de los valores extraídos y los valores promedio de la carga mensual de la vivienda obtenidas en el ANEXO I, se ha calculado la relación carga promedio vivienda/irradiación promedio para las distintas inclinaciones y se han escogidos tres casos para el análisis. En todos ellos la orientación es hacia el sur, 0°, para maximizar la radiación solar captada. Se toma como hipótesis validad que no existe sombreado.

- Inclinación a 35°, maximizando la producción anual (la inclinación óptima que aconseja PVGIS, que se corresponde a la que maximiza la producción, es de 33°).
- Inclinación a 60°, priorizando la producción en los meses fríos.
- Inclinación a 20°, priorizando la producción en los meses más cálidos.

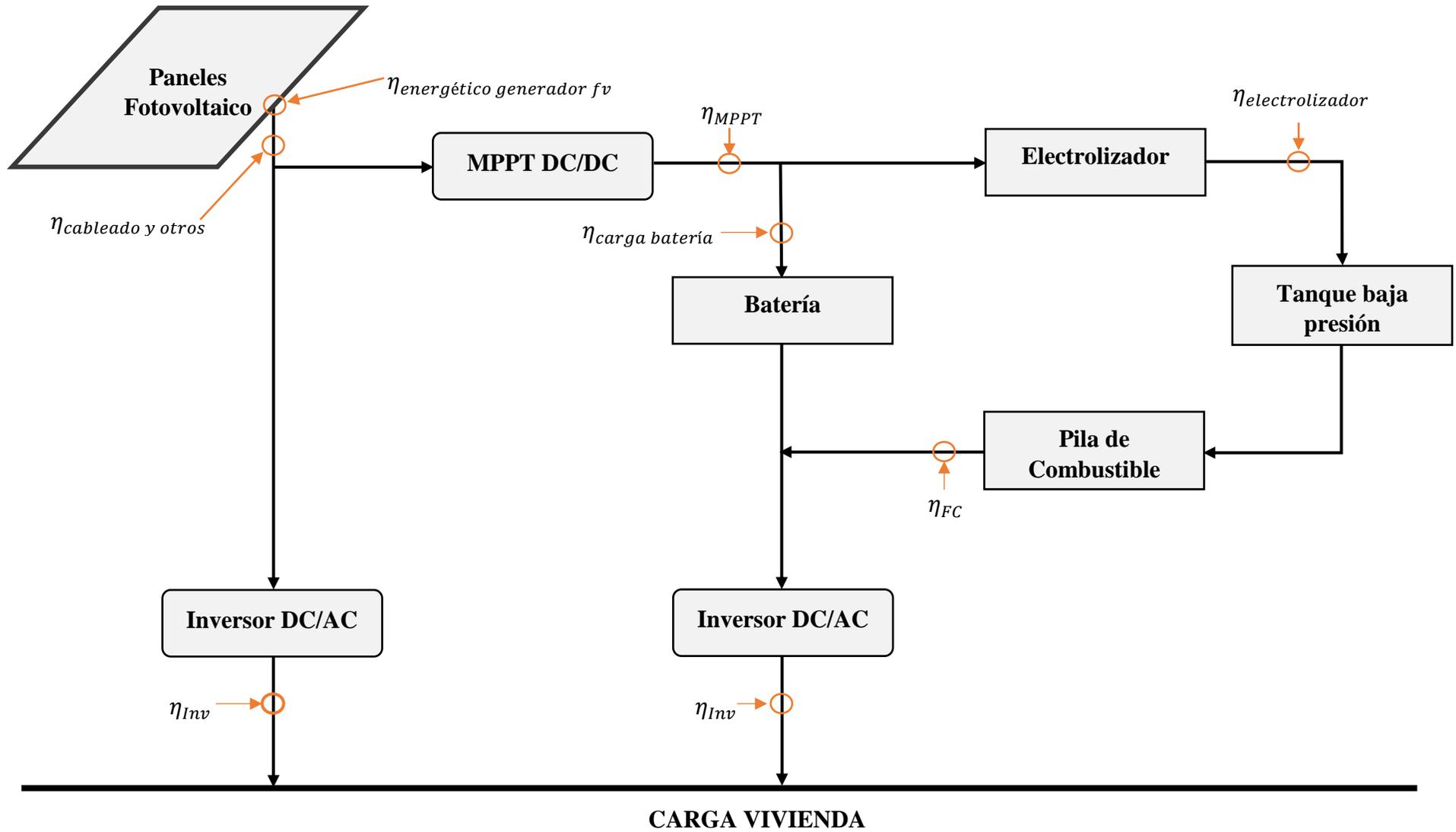
En la tabla 2.8 se muestran los valores de los casos escogidos.

	Carga diaria promedio mensual [kW/día]	Radiación solar diaria promedio mensual [Wh/m ² /día]			Carga diaria promedio/Radiación solar diaria promedio		
		Gdm(0,20)	Gdm(0,35)	Gdm(0,60)	20°	35°	60°
Enero	8.907	3690	4330	4810	2.41	2.06	1.85
Febrero	9.242	4760	5350	5620	1.94	1.73	1.64
Marzo	10.02	5860	6170	5920	1.71	1.62	1.69
Abril	11.135	6330	6270	5420	1.76	1.78	2.05
Mayo	12.251	7040	6640	5230	1.74	1.85	2.34
Junio	13.029	7720	7080	5240	1.69	1.84	2.49
Julio	13.363	8020	7420	5570	1.67	1.80	2.40
Agosto	13.029	7570	7340	6040	1.72	1.78	2.16
Septiembre	12.251	6270	6470	5980	1.95	1.89	2.05
Octubre	11.135	5210	5720	5820	2.14	1.95	1.91
Noviembre	10.02	4100	4760	5220	2.44	2.11	1.92
Diciembre	9.242	3440	4090	4620	2.69	2.26	2.00
TOTAL		70010	71640	65490			

Tabla 2.8. Relación carga vivienda – Recurso solar disponible.

Se puede observar como para la inclinación de 35° , en la cual se máxima la producción anual, se obtiene la mayor cantidad de potencia anual. Para la inclinación de 60° , los meses frio el recurso solar disponible es mayor por lo tanto disminuye el coeficiente de relación respecto al caso de maximización anual. De forma inversa, para la inclinación de 20° , el recurso solar disponible en los meses cálidos aumenta, disminuyendo el coeficiente de relación a una configuración a 35° .

9 ANEXO III. Esquema de la Configuración del Sistema



10 ANEXO IV. Catálogos Comerciales

Módulo Fotovoltaico

Se ha escogido el módulo YL280C-30B (280=Pmax) de la SERIE 2 PANDA 60 CELL.

PANDA 60 CELL SERIE 2

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos en condiciones de prueba estándar (STC)							
Tipo de módulo			YLxxxC-30b (xxx=P _{max})				
Potencia de salida	P _{max}	W	280	275	270	265	260
Tolerancias de potencia de salida	ΔP _{max}	W	0 / + 5				
Eficiencia del módulo	η _l	%	17.2	16.9	16.6	16.3	16.0
Tensión en P _{max}	V _{mp}	V	31.3	30.9	30.5	30.1	29.7
Intensidad en P _{max}	I _{mp}	A	8.96	8.91	8.85	8.79	8.74
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	39.1	38.8	38.6	38.3	38.1
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	9.50	9.47	9.43	9.37	9.35

STC: 1000 W/m² de irradiación, 25°C de temperatura de célula, espectro AM 1.5g conforme a la EN 60904-3. Reducción media de la eficiencia relativa de 1,9% a 200 W/m² según la EN 60904-1.

Parámetros eléctricos a temperatura operativa nominal de la célula (TONC)							
Potencia de salida	P _{max}	W	204.2	200.6	196.9	193.3	189.7
Tensión en P _{max}	V _{mp}	V	28.6	28.3	27.9	27.6	27.2
Intensidad en P _{max}	I _{mp}	A	7.14	7.10	7.05	7.00	6.96
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	36.3	36.0	35.8	35.5	35.3
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	7.66	7.64	7.61	7.56	7.54

TONC: temperatura operativa del módulo en circuito abierto a 800 W/m² de irradiación, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento.

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura operativa nominal de la célula	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperatura coeficiente de P _{max}	γ	%/°C	-0.42
Temperatura coeficiente de V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0.30
Temperatura coeficiente de I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0.04

CONDICIONES OPERATIVAS

Tensión máxima del sistema	1000V _{DC}
Valor máximo del fusible en serie	15A
Limitación de corriente inversa	15A
Rango de temperatura de funcionamiento	-40°C to 85°C
Máxima carga estática frontal (ej. nieve)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (ej. viento)	2400Pa
Max. impacto por granizo (diámetro/velocidad)	25mm / 23m/s

Figura 10.1. Catálogo Comercial - Generador Fotovoltaico.

Batería

Se ha optado por la gama de baterías estacionarias específicas para producción solar de BAE Batterien. Son celdas de aproximadamente 2V que el fabricante comercializa en distintos módulos para facilitar las interconexiones al diseñar el banco de baterías.

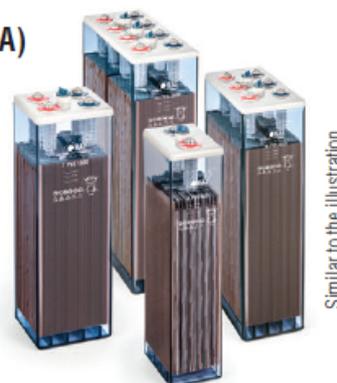
BAE SECURA PVS SOLAR

Technical Specification for Vented Lead-Acid Batteries (VLA)

1. Application

BAE SECURA PVS SOLAR batteries are the optimal solution for a reliable and robust storage of regenerative energy under extreme conditions in the industrial sector.

The special electrode design with tubular electrodes distinguishes the BAE SECURA PVS SOLAR batteries leading to high security and reliability as well as high cycle life time.



Similar to the illustration

2. Technical data (Reference temperature 20 °C)

Type	C _{1h} Ah	C _{10h} Ah	C _{20h} Ah	C _{72h} Ah	C _{100h} Ah	C _{120h} Ah	C _{240h} Ah	R _i 1)	I _k 2)	Length (L) mm	Width (W) mm	Height (H) mm	Weight dry kg	Weight filled kg
U _o V/cell	1.67	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	mΩ	kA					
2 PVS 140	63	111	127	141	143	144	148	1.52	1.37	105	208	420	9.1	14.5
3 PVS 210	95	167	191	211	215	217	222	1.06	1.96	105	208	420	11.2	16.4
4 PVS 280	127	223	254	282	287	289	295	0.84	2.46	105	208	420	12.8	18.0
5 PVS 350	159	279	318	352	359	361	369	0.70	2.98	126	208	420	15.3	21.7
6 PVS 420	191	334	382	424	431	434	444	0.60	3.47	147	208	420	18.1	25.7
5 PVS 550	223	389	432	486	496	500	513	0.57	3.61	126	208	535	20.0	28.8
6 PVS 660	267	467	518	583	595	601	616	0.49	4.18	147	208	535	23.5	34.0
7 PVS 770	310	544	604	681	694	700	720	0.44	4.69	168	208	535	26.8	39.1
6 PVS 900	352	665	748	856	877	888	916	0.47	4.41	147	208	710	33.0	47.4
7 PVS 1050	415	777	872	993	1,020	1,033	1,065	0.36	5.66	215	193	710	42.1	61.5
8 PVS 1200	473	886	996	1,137	1,160	1,178	1,216	0.32	6.36	215	193	710	46.6	65.4
9 PVS 1350	522	992	1,116	1,274	1,300	1,320	1,365	0.33	6.20	215	235	710	51.4	75.4
10 PVS 1500	585	1,100	1,240	1,418	1,450	1,464	1,516	0.28	7.25	215	235	710	56.0	79.4
11 PVS 1650	635	1,210	1,362	1,555	1,590	1,608	1,665	0.28	7.36	215	277	710	61.0	89.6
12 PVS 1800	698	1,320	1,486	1,699	1,740	1,752	1,816	0.24	8.41	215	277	710	65.4	93.4
11 PVS 2090	790	1,470	1,636	1,836	1,870	1,884	1,941	0.24	8.38	215	277	855	72.7	105.9
12 PVS 2280	869	1,600	1,784	2,001	2,040	2,052	2,116	0.22	9.48	215	277	855	77.4	110.4
13 PVS 2470	978	1,740	1,938	2,174	2,210	2,232	2,292	0.16	13.03	215	400	815	90.8	137.8
14 PVS 2660	1,051	1,880	2,080	2,332	2,380	2,400	2,448	0.15	13.82	215	400	815	95.3	142.4
15 PVS 2850	1,123	2,010	2,220	2,498	2,550	2,568	2,640	0.14	14.43	215	400	815	100.2	146.9
16 PVS 3040	1,195	2,140	2,380	2,664	2,710	2,736	2,808	0.13	15.20	215	400	815	105.4	151.6
17 PVS 3230	1,280	2,290	2,540	2,858	2,910	2,940	3,000	0.12	16.91	215	490	815	117.7	175.1
18 PVS 3420	1,352	2,420	2,680	3,024	3,080	3,108	3,192	0.11	17.55	215	490	815	121.9	179.1
19 PVS 3610	1,425	2,560	2,840	3,189	3,250	3,276	3,360	0.11	18.36	215	490	815	126.8	183.6
20 PVS 3800	1,496	2,690	2,980	3,355	3,420	3,444	3,528	0.11	18.92	215	490	815	132.0	188.3
22 PVS 4180	1,635	2,950	3,280	3,686	3,750	3,780	3,888	0.10	19.92	215	580	815	145.4	213.9
24 PVS 4560	1,777	3,220	3,560	4,010	4,090	4,128	4,224	0.09	21.26	215	580	815	155.2	223.0
26 PVS 4940	1,917	3,480	3,860	4,341	4,420	4,464	4,584	0.09	22.49	215	580	815	165.0	232.0

7. Operational data

Depth of discharge (DOD)	Max. 80 % ($U_e = 1.91$ V/cell for discharge times >10 h; 1.74 V/cell for 1 h) deep discharges of more than 80 % DOD have to be avoided
Initial charge current (I or bulk phase)	Unlimited, the minimal charge current has to be 5 A/100 Ah C_{10}
Charge voltage at cyclic operation	Restricted from 2.30 V to 2.40 V per cell, operating instruction is to be observed
Float voltage/non cyclic voltage	2.23 V/cell
Adjustment of charge voltage	No adjustment necessary if battery temperature is kept between 10 °C and 30 °C (50 °F and 86 °F) in the monthly average, otherwise $\Delta U/\Delta T = -0.003$ V/cell per K
Recharge to 100 %	Within a period of 1 up to 4 weeks
Battery temperature	-20 °C to 55 °C (-4 °F to 131 °F), recommended temperature range 10 °C to 30 °C (50 °F to 86 °F)
Self-discharge	Approx. 3 % per month at 20 °C (68 °F)
IEC 61427 cycles	3,150 (A+B) at 40 °C (104 °F)
IEC 60896-11 cycles	>1,500 at 20 °C (68 °F)

Figura 10.2. Catálogo Comercial - Baterías.

Regulador de Carga

Dentro de la gama de reguladores de controladores de carga solar de Victron Energy, se ha escogido el regulador de carga BlueSolar MPPT 150/35. Este viene provisto de seguimiento del punto de máxima potencia y presenta un rango de valores de trabajo válidos para las condiciones del sistema.



Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/35
Tensión de la batería	Selección Automática 12 / 24 / 36 / 48 V (se necesita una herramienta de software para seleccionar 36 V)
Corriente de carga nominal	35 A
Potencia FV máxima 1a,b)	12V: 500W /24V: 1000W /36V: 1500W /48V: 2000W
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo
Eficacia máxima	98 %
Autoconsumo	0,001 mA (1 µA)
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (ajustable)
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (ajustable)
Algoritmo de carga	variable multietapas
Compensación de temperatura	-16 mV / °C, -32 mV / °C resp.
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa FV Cortocircuito de salida Sobrettemperatura
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)
Humedad	95 %, sin condensación
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct Consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web
CARCASA	
Color	Azul (RAL 5012)
Terminales de conexión	13 mm ² / AWG6
Tipo de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)
Peso	1,25 kg
Dimensiones (al x an x p)	130 x 186 x 70 mm
ESTÁNDARES	
Seguridad	EN/IEC 62109
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado. 1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.	

Figura 10.3. Catálogo Comercial - Regulador de Carga.

Inversor

Dentro de la gama de inversores de Victron Energy Inversor Phoenix. Para las necesidades del sistema se va a escoger el modelo Inversor Phoenix 24/3000 que cumple con las necesidades del sistema y presenta un rango de tensión de entrada que permite trabajar con el banco de batería y la pila de combustible susceptibles de formar parte del sistema.

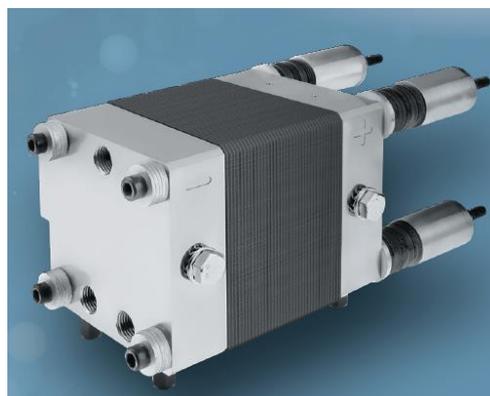


Inversor Phoenix	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
Funcionamiento en paralelo y en trifásico	SI				
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (V DC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida	Salida: 230V ± 2% / 50/60Hz ± 0,1% (1)				
Potencia cont. de salida 25 °C (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Potencia cont. de salida 25 °C (W)	1000	1300	1600	2500	4500
Potencia cont. de salida 40 °C (W)	900	1200	1450	2200	4000
Pico de potencia (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Eficacia máx. 12/ 24 /48 V (%)	92 / 94	92 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95	94 / 95
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V (W)	8 / 10	8 / 10	9 / 11	15 / 15 / 16	25 / 25
Consumo en vacío en modo AES (W)	5 / 8	5 / 8	7 / 9	10 / 10 / 12	20 / 20
Consumo en vacío modo Search (W)	2 / 3	2 / 3	3 / 4	4 / 5 / 5	5 / 6
GENERAL					
Relé programable (3)	SI				
Protección (4)	a - g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
On/Off remoto	SI				
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -20 a +50°C (refrigerado por ventilador) Humedad (sin condensación): Máx. 95%				
CARCASA					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Tipo de protección: IP 21				
Conexiones de la batería	cables de batería de 1,5 metros se incluye		Pernos M8	2+2 Pernos M8	
Conexiones 230 V CA	Enchufe G-ST18i		Abrazadera-resorte	Bornes atornillados	
Peso (kg)	10		12	18	30
Dimensiones (al x an x p en mm.)	375x214x110		520x255x125	362x258x218	444x328x240
NORMATIVAS					
Seguridad	EN 60335-1				
Emisiones / Inmunidad	EN 55014-1 / EN 55014-2				
Directiva de automoción	2004/104/EC	2004/104/EC		2004/104/EC	
1) Puede ajustarse a 60 Hz, y a 240 V. 2) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 3) Relé programable que puede configurarse en alarma general, subtensión de CD o como señal de arranque de un generador (es necesario el interfaz MK2 y el software VEConfigure) Capacidad nominal CA 230V / 4A Capacidad nominal CC 4 A hasta 35VDC, 1 A hasta 60VDC	4) Protección: a) Cortocircuito de salida b) Sobrecarga c) Tensión de la batería demasiado alta d) Tensión de la batería demasiado baja e) Temperatura demasiado alta f) 230 V CA en la salida del inversor g) Ondulación de la tensión de entrada demasiado alta				

Figura 10.4. Catálogo Comercial – Inversor.

Electrolizador

Se ha optado por la gama de electrolizadores PEM H-TEC Series-S de H-TEC SYSTEMS. Entre las distintas opciones dentro de la gama se escogido el electrolizador H-TEC Series-S 30/10. Este lo conforman 10 celdas y presenta un rango de carga suficiente para el sistema diseñado.



Parameter	H-TEC Series-S		
	S 30/10	S 30/30	S 30/50
Nominal load	1,00 kW	3,00 kW	5,00 kW
Load range	0,26-1,88 kW	0,77-5,63 kW	1,28-9,38 kW
Load change	26-100 % Nominal load = 5 s 100-188 % Nominal load = 5 s		
Voltage max.	25 VDC	75 VDC	125 VDC
Power	15-75 A		
Nominal efficiency	75%		
H ₂ nominal production	0,47 kg d ⁻¹ 0,22 m ³ h ⁻¹ @ STP	1,42 kg d ⁻¹ 0,66 m ³ h ⁻¹ @ STP	2,37 kg d ⁻¹ 1,10 m ³ h ⁻¹ @ STP
H ₂ production range	0,14-0,68 kg d ⁻¹ 0,06-0,31 m ³ h ⁻¹ @ STP	0,41-2,03 kg d ⁻¹ 0,19-0,94 m ³ h ⁻¹ @ STP	0,68-3,38 kg d ⁻¹ 0,31-1,57 m ³ h ⁻¹ @ STP
H ₂ purity	Degree 5.0 or 99,999 % moist, saturated		
Operating pressure H ₂	unpressurised - 20 bar		
Operating pressure O ₂	unpressurised		
Water consumption	0,05-0,27 kg h ⁻¹	0,16-0,80 kg h ⁻¹	0,27-1,33 kg h ⁻¹
Cooling water flow rate	at ΔT 5 K at 1,9 V and 1,75 A cm ⁻² per cell		
	6-132 kg h ⁻¹	17-397 kg h ⁻¹	29-662 kg h ⁻¹
Operating temperature	30-70 °C		
H ₂ O purity	DIN ISO 3696 type 1		
MTTF	35 000 h		
Connection power +/-	M8		
H ₂ O connection	G 1/4"		
H ₂ connection	G 1/4"		
Dimensions L x W x H	174 x 107 x 110 mm	224 x 107 x 110 mm	279 x 107 x 110 mm
Weight	3,8 kg	5,0 kg	6,2 kg
Installation position	horizontal		
Ambient temperature	+5 to +45 °C		
Rel. air humidity during operation	5% to 90% not condensing		

Figura 10.5. Catálogo Comercial - Electrolizador.

Pila de Combustible

La empresa POWERCELL ofrece una serie de sistemas completo de pila de combustibles y *stacks* de membrana polimérica. Dentro de los *stacks* de pila de combustible se ha escogido la serie de menor potencia, POWERCELL S1. El rango de potencias que ofrece es suficiente para las necesidades del sistema diseñado.



Physical Data:

Specification for standard stack sizes

Max power (kW)	1	2.0	3.0	4.0	5.0
Cell Count	10	20	30	40	50
Dimensions (mm)	191x149x240	191x187x240	191x226x240	191x265x240	191x303x240
Weight (kg)	7.9	11.3	14.8	18.2	21.7
Voltage outp. (V)	5.5	11-19	16.5-24.5	22.0-38.0	27.5-47.5

*PowerCells S1 stack power and size can be modified for specific needs

All models

Maximum current output	200 A
$\Delta P_{\text{cathode}}$ @ nominal power	< 200 mBar
ΔP_{anode} @ nominal power (H ₂ , stoich 1.5, 15% inert)	< 30 mBar
Maximum operating temperature	85 °C
Humidity	Non-condensing at inlet
Gas pressure	< 1.5 bar(abs)
Coolant Pressure	Gas pressure + 0.1 Bar
Ambient temperature	2 - 70 °C

Figura 10.6. Catálogo Comercial - Pila de Combustible.

11 ANEXO V. Código EES

```
{----- CALCULO DEL NÚMERO DE PANELES -----}

FUNCTION calculo_npaneles(N_rows,TONC,Wpico,dif_pot_temp)
  i=0
  rend_global = 0.6 "Rend. global instalación"
  acumulado_pv=0 "Sumatorio pot. fv producida en función del nº paneles"
  acumulado_cargas=0 "Sumatorio demanda de la vivienda"
REPEAT
  i=i+1
  IF LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Rad_horaria') <> 0 THEN
    Tc=LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'temp_horaria')+(TONC-20)*LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Rad_horaria')/800
    Pot_pv=Wpico+(Tc-25)*dif_pot_temp
    HSP=LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Rad_horaria')/1000
    W_prod = Pot_pv*HSP*rend_global/1000
    acumulado_pv=acumulado_pv+W_prod
  ENDIF
UNTIL (i>=N_rows)
  acumulado_cargas=SUMLOOKUP('Datos Carga-Rad','carga_horaria',1,i)
  CALL n_paneles(acumulado_cargas,acumulado_pv:numero_pv)
  calculo_npaneles=numero_pv
END

SUBPROGRAM n_paneles(acumulado_cargas,acumulado_pv:numero_pv) "Cálculo del número de paneles"
  acumulado_cargas=acumulado_pv*numero_pv
END

{-----}
```

{----- **CÁLCULO PRODUCCIÓN SOLAR Y SOLICITACIÓN BATERÍA** -----}

```
FUNCTION calculo_cargas(N_rows,N_paneles,TONC,Wpico,dif_pot_temp,rend_pv,rend_inv,perd_cableado_otros)
  i=0
REPEAT
  i=i+1
  IF LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Rad_horaria') <> 0 THEN
    Tc=LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'temp_horaria')+(Tonc-20)*LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Rad_horaria')/800
    Pot_pv=Wpico+(Tc-25)*dif_pot_temp
    HSP=LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Rad_horaria')/1000
    W_prod = N_paneles * Pot_pv*HSP*rend_pv*(1-perd_cableado_otros)/1000
    LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'PotFV_prod')= W_prod
  ELSE
    LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'PotFV_prod')= 0
  ENDIF
  IF LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'PotFV_prod') >LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'carga_horaria')/rend_inv THEN
    LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif_PV-carga')= LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'PotFV_prod')-LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'carga_horaria')/rend_inv
  ELSE
    LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif_PV-carga')= LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'PotFV_prod')*rend_inv-LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'carga_horaria')
  ENDIF
UNTIL (i>=N_rows)
  calculo_cargas=1
END
```

{-----}

{-----GESTIÓN BATERÍAS-----}

```
FUNCTION baterias(N_rows,N_celdas,C,C_10,rend_car,SOC_limite,rend_mppt,rend_inv,PD)
  i=0
  SOC_acumulado=0.50 "SOC inicial"
  t=1 "ya que el estudio es hora a hora"
  dif_temp=0 "se desestima la influencia de la T en el comportamiento de la batería"
REPEAT
  i=i+1
IF LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif_PV-carga')<0 THEN
  IF SOC_acumulado <= (1-PD) THEN
    LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif_PV-carga')=LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif_PV-carga')
    SOC=1-PD
  ELSE
    CALL descarga_bat(i,C,C_10,dif_temp,N_celdas,SOC_acumulado,t,rend_inv,PD:v_des,Q_des_prima,Q_des)
    IF Q_des_prima < Q_des THEN "si la capacidad de descarga disponible es menor que la requerida?"
      SOC=1-PD
      LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif_PV-carga')=(Q_des_prima-Q_des)*v_des/1000
    ELSE
      LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif_PV-carga')=0
      SOC = SOC_acumulado - Q_des/C
    ENDIF
  ENDIF
  SOC_acumulado=SOC
ENDIF

IF LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif_PV-carga')>0 THEN
  IF SOC_acumulado >= SOC_limite THEN
    LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif_PV-carga')=LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif_PV-carga')
    SOC=SOC_limite
  ELSE
    CALL carga_bat(i,C,C_10,dif_temp,N_celdas,SOC_acumulado,t,rend_car,SOC_limite,rend_mppt:v_car,Q_car_prima,Q_car)
    IF Q_car_prima < Q_car THEN "si la capacidad de carga disponible es menor que la requerida?"
      SOC=SOC_limite
      LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif_PV-carga')=(Q_car-Q_car_prima)*v_car/1000
    ELSE
```

```

        LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif_PV-carga')=0
        SOC = SOC_acumulado + rend_car*Q_car/C
    ENDIF
ENDIF
SOC_acumulado=SOC
ENDIF
LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'SOC')=SOC_acumulado
UNTIL (i>=N_rows)
    baterias=1
END

SUBPROGRAM descarga_bat(row,C,C_10,dif_temp,N_celdas,SOC_acumulado,t,rend_inv,PD:v_des,Q_des_prima,Q_des)
    1-PD=SOC_acumulado - Q_des_prima/C
    v_des=(2.085-0.12*(1-SOC_acumulado)*Int_des/C_10*(4/(1+Int_des^1.3)+0.27/SOC_acumulado^0.5+0.02)*(1-0.007*dif_temp))*N_celdas
    Q_des=Int_des*t
    Int_des=(LOOKUP('Datos Carga-Rad',row,'Dif_PV-carga')/rend_inv)/v_des*1000*(-1)
END

SUBPROGRAM carga_bat(row,C,C_10,dif_temp,N_celdas,SOC_acumulado,t,rend_car,SOC_limite,rend_mppt:v_car,Q_car_prima,Q_car)
    SOC_limite = SOC_acumulado + rend_car*Q_car_prima/C
    v_car = (2-0.16*SOC_acumulado+Int_car/C_10*(6/(1+Int_car^0.86)+0.48/((1-SOC_acumulado)^1.2)+0.036)*(1-0.025*dif_temp))*N_celdas
    Int_car=LOOKUP('Datos Carga-Rad',row,'Dif_PV-carga')*rend_mppt*1000/v_car
    Q_car = Int_car*t
    Int_10 = C_10/10
END

{-----}

```

{----- **GESTIÓN DEL HIDRÓGENO: ELECTROLIZADOR + PILA DE CBLE** -----}

```

FUNCTION gestion_hidrogeno(N_rows,temp,rend_electrico_elect,rend_mppt,rend_inv,n_cell,rend_fc,v_fc,F)
  hidrogeno_producido=0
  hidrogeno_consumido=0
  i=0
REPEAT
  i=i+1
  cantidad_h2_disponible=hidrogeno_producido
  IF LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif.Pot_bat_limite') > 0 THEN
    exceso_pot=LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif.Pot_bat_limite')*rend_mppt
    CALL produccion_electrolizador(temp,exceso_pot,rend_electrico_elect,n_cell:prod_h2,Int_electrolizador,v_cell)
    LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'H_2,Prod')=prod_h2
    LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Int_electrolizador')=Int_electrolizador
    LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'V_electrolizador')=v_cell
    hidrogeno_producido=hidrogeno_producido+prod_h2
  ENDIF
  IF LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Dif.Pot_bat_limite')<0 THEN
    W_pico_fc = LOOKUP('Datos Carga-Rad', i, 'Dif.Pot_bat_limite')*1000 / rend_fc/rend_inv
    consumo_h2 = W_pico_fc*3600/(2*v_fc*F)*MolarMass(H2)/1000*(-1)
    hidrogeno_consumido=hidrogeno_consumido+consumo_h2
    LOOKUP('Datos Carga-Rad', i, 'H_2,Cons')=consumo_h2
  ENDIF
  LOOKUP('Datos Carga-Rad',i,'Acum_H2,Prod')=hidrogeno_producido
  LOOKUP('Datos Carga-Rad', i, 'Acum_H2,Cons')=hidrogeno_consumido
  hidrogeno_restante=hidrogeno_producido-hidrogeno_consumido
  LOOKUP('Datos Carga-Rad', i, 'H_2,Disponible')=hidrogeno_restante
UNTIL(i>=N_rows)
  gestion_hidrogeno=hidrogeno_restante
END

SUBPROGRAM produccion_electrolizador (temp, pot_electrolizador,rend_electrico_elect,n_cell:prod_h2,Int_electrolizador,v_cell)
  "Conexión celulas en series / T cte / efecto presión desestimados"
  R=8.314 "[J/mol/K]" "cte gases ideales"
  F = 96485 "[C/mol]" "cte Faraday"
  dens_corriente_elect_0 = 1E-7 "densidad corriente intercambio en ánodo 10^-7 -- 10^-2"

```

```
surface_area = 30 "cm^2" "entre 50-750 cm^2 según literatura"  
espesor_memb= 178E-4 "[cm]" "178 microm"  
humdif_memb = 20 "completamente hidratada la membrana, rango entre 14-21"  
U_rev=1.229 "Voltaje reversible cte, desestimada influencia de la T"  
  
v_cell=(U_rev+rend_electrodo+Req)*n_cell  
rend_electrodo=R*temp/F*ln(dens_corriente_elect/dens_corriente_elect_0)  
Req=espesor_memb/cond_pem*dens_corriente_elect  
dens_corriente_elect=Int_electrolizador/surface_area  
cond_pem=(0.005139*humdif_memb-0.00326)*EXP(1268*(1/303-1/(temp+273))) "S/cm"  
pot_electrolizador*1000=v_cell*Int_electrolizador  
prod_h2= Int_electrolizador*n_cell*rend_electrico_elect*3600/(2*F)*MolarMass(H2)/1000
```

END

{-----}

{----- DATOS Y OPERACIONES -----}

{DATOS}

{Datos Panel Fotovoltaico}

Tonc=46

Wpico=280

dif_pot_temp= -0.42/100

{Datos Bateria}

PD=0.75

C_bat=4940

C_10_bat=3480

SOC_limite = 0.90

{Datos Electrolizador + Pila Cble}

"Incluidos en el subprograma produccion_electrolizador"

{Rendimientos y pérdidas}

rend_inv=0.9

rend_pv = 0.88

perd_cableado_otros=0.15

rend_mppt=0.9

rend_car =0.85

{DESARROLLO}

$C=C_{bat} \cdot N_{celdas_paralelo}$

$C_{10}=C_{10_bat} \cdot N_{celdas_paralelo}$

horas = 8760

N_paneles = 14

N_celdas=12 "Nº de celdas de batería en serie --> 24 V"

N_celdas_paralelo=1 "Nº de celdas en paralelo para el caso base --> 24 V"

"numero_paneles=calculo_npaneles(horas,TONC,Wpico,dif_pot_temp)"

Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para abastecer a una vivienda

```
calculo= calculo_cargas(horas,N_paneles,TONC,Wpico,dif_pot_temp,rend_pv,rend_inv,perd_cableado_otros)
bateria=baterias(horas,N_celdas,C,C_10,rend_car,SOC_limite,rend_mppt,rend_inv,PD)
hidrogeno=gestion_hidrogeno(numero,temp_electrolizador,rend_electrico_elect,n_cell_elect,rend_mppt,rend_inv,rend_fc,v_fc,F)
```

{-----}

BIBLIOGRAFÍA

- EIA (2018).** *Annual Energy Outlook 2018 with projections to 2050*. International Energy Agency
- Achaibou N., Haddadi M., Malek A. (2012).** *Modeling of lead acid batteries in PV systems*. Energy Procedia 18 (2012) 538 – 544.
- Albright G., Edie J., Al-Hallaj S. (2012).** *A comparison of lead acid to lithium-ion in stationary storage applications*. AltEnergy eMagazine, April/May, 2012 et al., 2012.
- Bignucolo F., Caldon R., Coppo M., Pasut F., Pettinà M. (2017).** *Integration of Lithium-Ion Battery Storage Systems in Hydroelectric Plants for Supplying Primary Control Reserve*. Energies 2017, 10(1), 98 // <https://doi.org/10.3390/en10010098>
- BP (2017).** *Statistical Review of World Energy*. // <https://ourworldindata.org/renewables> // <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/renewable-energy.html>
- Cejudo N. (2016).** *Caracterización de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica y Descripción de Aplicaciones Potenciales en el Sistema de Energía Eléctrica*. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- BMW GROUP (2012).** *CRYO-COMPRESSED HYDROGEN STORAGE*. Cryogenic Cluster Day, Oxford, September 28, 2012.
- Choi P., Bessarabov D. G., Datta R. (2004).** *A simple model for solid polymer electrolyte (SPE) water electrolysis*. Solid State Ionics 175 (2004) 535–539.
- Chun-Hua L., Xin-Jian Z., Guang-Yi C., Sheng S., Ming-Ruo H. (2007).** *Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology*. Renewable Energy 34 (2009) 815–826.
- Copetti J. B., Lorenzo E., Chenlo F. (1993).** *A General Battery Model for PV System Simulation*. Progress in Photovoltaics Research and Applications, Vol 1, 283-292 (1993).
- Bertoldi P., Diluiso F., Castellazzi L., Labanca N. and Ribeiro Serrenho T. (2018).** *Energy Consumption and Energy Efficiency Trends in the EU-28 2000-2015*. EUR 29104 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018, ISBN 978-92-79-79372-1, doi:10.2760/6684, JRC110326.
- Directiva 2010/31/EU (2010).** *Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios*. OJ L 153, 18.6.2010, p. 13–35 (BG, ES, CS, DA, DE, ET, EL, EN, FR, IT, LV, LT, HU, MT, NL, PL, PT, RO, SK, SL, FI, SV).
- IEA (2010).** *Energy Technology Perspectives 2010. Scenarios & Strategies to 2050*. International Energy Agency.
- IEA (2017).** *Global Energy & CO₂ Status Report 2017*. International Energy Agency.

García-Valverde R., Espinosa N., Urbina A. (2011). *Optimized method for photovoltaic-water electrolyser direct Coupling.* International Journal of Hydrogen Energy 36 (2011) 10574-10586.

García-Valverde R., Espinosa N., Urbina A. (2011). *Simple PEM water electrolyser model and experimental validation.* International Journal of Hydrogen Energy 37 (2012) 1927-1938.

Ganguly A., Misra D., Ghosh S. (2010). *Modeling and analysis of solar photovoltaic-electrolyzer-fuel cell hybrid power system integrated with a floriculture greenhouse.* Energy and Buildings 42 (2010) 2036–2043.

IEA (2018). *Hydrogen's potential role in the energy system.* // Última actualización 7 de Agosto de 2018, <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/hydrogen>

Hadjispaschalis I., Poullikkas A., Efthimiou V. (2009). *Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications.* Renewable and Sustainable Energy Reviews 13 (2009) 1513–1522.

López E. M. (2013). *Tesis Doctoral: “Definición de criterios de diseño de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno producido con energías renovables”.* Sevilla: Universidad de Sevilla.

Lafond F., Gotway A. Bakker J. D., Rebois D., Zadourian R., McSharry P., Doyne J. (2017). *How well do experience curves predict technological progress? A method for making distributional forecasts.* Technological Forecasting and Social Change Volume 128, March 2018, Pages 104-117.

Martínez R. (2016). *Pilas de combustible tipo PEM. Aplicación al suministro de energía eléctrica a una vivienda.* Sevilla: Universidad de Sevilla.

Martínez J. J. (2005). *Análisis de sensibilidad de los parámetros de diseño de la placa bipolar de una pila de combustible tipo PEM.* Sevilla: Universidad de Sevilla.

Pino F. J. (2010). *Tesis Doctoral: “Análisis de sistemas integrados de producción de hidrógeno a partir de energía eólica. Aportaciones al modelado dinámico de sistemas”.* Sevilla: Universidad de Sevilla.

Rekioua D., Matagne E. (2012). *Photovoltaic Applications Overview. Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control.* S.l.: s.n., pp. 1-29. ISBN 9781447124030.

González Y. (2016). *PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS DE DISEÑO.* Sevilla: Universidad de Sevilla.

Schmidt O., Gambhir A., Staffell I., Hawkes A., Nelson J., Few S. (2017). *Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study.* International Journal of Hydrogen Energy 42 (2012) 30470-30492.

Santarelli M. G., Torchio M. F. (2007). *Experimental analysis of the effects of the operating variables on the performance of a single PEMFC.* Energy Conversion and Management 48 (2007) 40–51.

Valverde L. (2013). *Tesis Doctoral: “Gestión de Energía en Sistemas con Fuentes Renovables y Almacenamiento de Energía Basado en Hidrógeno Mediante Control Predictivo”.* Sevilla: Universidad de Sevilla.

IEA (2017). *World Outlook Energy 2017.* International Energy Agency // <https://www.iea.org/weo2017/>