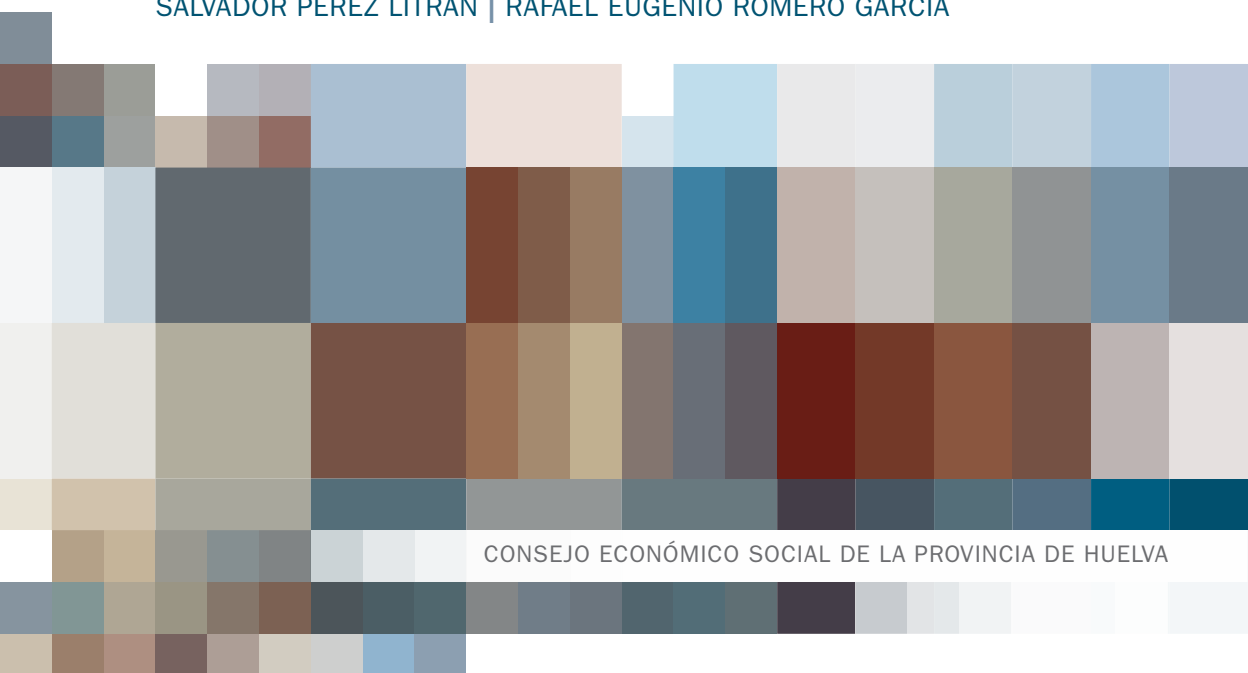


CESpH

La provincia de Huelva y la Revolución Energética: Hidrógeno Verde y las Nuevas Fronteras de la Sostenibilidad

JESÚS RODRÍGUEZ VÁZQUEZ | MARÍA REYES SÁNCHEZ HERRERA
SALVADOR PÉREZ LITRÁN | RAFAEL EUGENIO ROMERO GARCÍA



CONSEJO ECONÓMICO SOCIAL DE LA PROVINCIA DE HUELVA

La provincia de Huelva y la Revolución Energética: Hidrógeno Verde y las Nuevas Fronteras de la Sostenibilidad

JESÚS RODRÍGUEZ VÁZQUEZ | MARÍA REYES SÁNCHEZ HERRERA
SALVADOR PÉREZ LITRÁN | RAFAEL EUGENIO ROMERO GARCÍA

La provincia de Huelva y la Revolución Energética: Hidrógeno Verde y las Nuevas Fronteras de la Sostenibilidad

JESÚS RODRÍGUEZ VÁZQUEZ | MARÍA REYES SÁNCHEZ HERRERA
SALVADOR PÉREZ LITRÁN | RAFAEL EUGENIO ROMERO GARCÍA



Colección Informes

Nº 2/2025

Está permitida la reproducción parcial o total de los contenidos de esta publicación con la mención de la procedencia.

La responsabilidad de las opiniones expresadas en el informe La provincia de Huelva y la Revolución Energética: Hidrógeno Verde y las Nuevas Fronteras de la Sostenibilidad vincula exclusivamente a sus autores, Jesús Rodríguez Vázquez, María Reyes Sánchez Herrera, Salvador Pérez Litrán y Rafael Eugenio Romero García, y no significa que el Consejo Económico y Social de la provincia de Huelva (CESpH) se identifique necesariamente con ellas, si bien ha considerado conveniente la publicación y distribución de la misma.

El documento íntegro se puede consultar en:

<https://www.diphuelva.es/ces/>

Autores: Jesús Rodríguez Vázquez | María Reyes Sánchez Herrera
Salvador Pérez Litrán | Rafael Eugenio Romero García

Edita y distribuye: Consejo Económico y Social de la Provincia de Huelva
Cardenal Cisneros, 8-1ª pl.
21003 Huelva
Tel. 959 494600 (Ext. 10385)
cesprovinciadehuelva@diphuelva.org

Maquetación e impresión: Art&maña Publicitaria [artimana.com]

Depósito Legal: H 559-2025

ISBN: 978-84-8163-707-6

Impreso en España / Printed in Spain

Presidente CESpH
Secretaría General CESpH

Juan Antonio Márquez Domínguez
M.ª Esperanza Martínez Franco

Autores

Jesús Rodríguez Vázquez
María Reyes Sánchez Herrera
Salvador Pérez Litrán
Rafael Eugenio Romero García

ÍNDICE

- 01 Introducción..... 9
- 02 Huelva como demandante de energía..... 13
 - 2.1. Introducción.....13
 - 2.2. Consumo de energía doméstica y de servicios (sector terciario).....19
 - 2.3. Consumo minero, agrícola, ganadero y pequeño (sector primario)26
 - 2.4. Consumo industrial (sector secundario)32
 - 2.5. Referencias bibliográficas del capítulo 236
- 03 Huelva como generadora de energía.....39
 - 3.1. Introducción: Huelva, un eje energético estratégico.....39
 - 3.2. Fuentes de generación eléctrica en Huelva41
 - 3.2.1. Generación eléctrica no renovable..... 41
 - 3.2.2. Cogeneración.....42
 - 3.2.3. La apuesta por las energías renovables: crecimiento y diversificación..... 44
 - 3.3. Infraestructuras de Hidrocarburos y Biocarburantes.....69
 - 3.4. Referencias bibliográficas del capítulo 371
- 04 Huelva como nodo logístico energético 75
 - 4.1. Introducción.....75
 - 4.2. Logística gasista.....77
 - 4.3. Logística de hidrocarburos83
 - 4.4. Logística eléctrica93
 - 4.5. Referencias bibliográficas del capítulo 4101
- 05 Huelva como núcleo clave en la sostenibilidad energética..... 103
 - 5.1. Introducción.....103
 - 5.2. Hidrógeno verde104
 - 5.3. Biocombustibles113

5.3.1.	Biodiésel	115
5.3.2.	Bioetanol.....	116
5.3.3.	HVO/SAF.....	116
5.3.4.	Metanol verde.....	117
5.3.5.	Amoníaco verde	121
5.3.6.	Biomasa	123
5.3.7.	Biogás, biometano y biopropano	124
5.4.	Proyectos innovadores	125
5.5.	Almacenamiento energético	128
5.6.	Referencias bibliográficas del capítulo 5	129
06	Perspectivas y conclusiones	133
6.1.	Introducción.....	133
6.2.	Huelva como referente en energías del futuro	135
6.3.	Oportunidades de empleo y desarrollo de la provincia	136
6.4.	Necesidades de infraestructuras energéticas, hidráulicas y de transporte.....	139
6.5.	Políticas de apoyo.....	151
6.6.	Referencias bibliográficas del capítulo 6	153
#	Sobre los autores	155

1 Introducción

El mundo vive hoy una profunda transformación energética, impulsada por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y avanzar hacia un modelo energético más sostenible y equilibrado. En este proceso España y, de manera muy especial, Andalucía se sitúan en una posición estratégica por su potencial renovable y su capacidad para liderar la transición hacia nuevas formas de producción y consumo energético. Dentro de este marco, la provincia de Huelva destaca como un territorio clave, en el que confluyen la tradición industrial, la riqueza de recursos naturales y una privilegiada posición geográfica.

En el presente trabajo se analizará el tejido industrial onubense, especialmente en lo referente a instalaciones energéticas, así como la red de infraestructuras que la han convertido en un enclave fundamental dentro del sistema energético andaluz y nacional. Además, se mostrarán las actuales líneas de desarrollo a través de los nuevos proyectos que se están implantando en Huelva, analizando las necesidades de mejora, en su caso, de las infraestructuras energéticas.

Este libro nace de la propuesta del Consejo Económico y Social de la Provincia de Huelva (CESpH), organismo consultivo que tiene como misión facilitar la participación de los distintos agentes económicos y sociales en la elaboración de estudios que contribuyan al desarrollo económico y la planificación estratégica de la provincia. En este caso, el grupo de trabajo ha estado constituido por tres profesores titulares del área de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Huelva (UHU) y por el gerente de la Asociación de Industrias Químicas, Básicas y Energéticas de Huelva (AIQBE). Esta

colaboración entre el ámbito académico y el industrial ha permitido, a juicio de los autores, integrar el rigor científico con la experiencia práctica del sector, ofreciendo un diagnóstico realista y actualizado del panorama energético de Huelva.

Es importante señalar que Huelva es, por un lado, un territorio que demanda grandes cantidades de energía para sostener su actividad productiva y las necesidades de sus habitantes y, por otro, una región con una gran capacidad de generación de energía, tanto con tecnologías de generación convencionales como a través de tecnologías como la eólica, la solar o la biomasa. Además, emergen tecnologías vinculadas al aprovechamiento de residuos, al almacenamiento energético o al hidrógeno verde.

Esta doble condición, de gran consumidora y generadora de energía, confiere a la provincia un papel clave en la transición energética. Su infraestructura eléctrica y gasista, junto con su red industrial y portuaria, conforman un ecosistema idóneo para el desarrollo de nuevos vectores energéticos y para la integración de diferentes tecnologías en un mismo territorio. Este libro no pretende reducir la “revolución energética” a una sola fuente o tecnología, sino mostrar cómo distintas soluciones (integración de energías renovables y convencionales, mejora de la eficiencia energética, economía circular, etc.) pueden combinarse y converger en una estrategia común hacia la sostenibilidad energética.

El objeto del trabajo es analizar la situación de Huelva desde el punto de vista energético: su pasado, su presente y su futuro. Desde el desarrollo de la minería en el siglo XIX, pasando por la creación del polo industrial en el entorno metropolitano durante la segunda mitad del siglo XX, hasta llegar al momento actual, marcado por la expansión de las energías renovables y el impulso de nuevas tecnologías como el hidrógeno verde.

Todo ello configura un nuevo momento histórico, en el que Huelva puede consolidarse como un referente de la transición energética y la innovación industrial sostenible. En esta línea, el libro analiza de manera detallada las infraestructuras energéticas actuales de la provincia, tanto eléctricas como gasistas, su potencial de desarrollo futuro, y las necesidades de ampliación y modernización que deberán afrontarse para aprovechar plenamente las oportunidades que ofrece el nuevo contexto energético.

El propósito principal de la obra es, por tanto, ofrecer una “fotografía” actual del sistema energético de la provincia, al tiempo que se identifican los principales retos y oportunidades que condicionarán su evolución en

los próximos años. El libro se ha concebido también con un propósito pedagógico: hacer accesible la información técnica y los conceptos clave de la transición energética a un público amplio. Aunque se presentan datos cuantitativos y análisis especializados, el texto busca mantener un lenguaje claro, evitando tecnicismos innecesarios e introduciendo explicaciones que faciliten la comprensión a lectores no especializados. La intención es combinar precisión científica y accesibilidad, de modo que la lectura sea útil tanto para el especialista como para el ciudadano interesado en el futuro energético de su territorio.

El contenido se apoya en fuentes bibliográficas y documentales diversas, incluyendo tanto referencias académicas tradicionales como páginas web de organismos públicos, empresas y entidades del sector energético. Estas fuentes permiten mantener una visión actualizada y contrastada de la información, en coherencia con el carácter dinámico del tema que se aborda.

La estructura del libro es la siguiente: se parte del análisis del papel de Huelva como consumidora de energía en el capítulo 2, se aborda después su condición de generadora de energía en el capítulo 3, estudiándose las infraestructuras que sostienen su sistema (eléctricas y gasistas principalmente) en el capítulo 4. Los nuevos proyectos que se están abordando en Huelva, tanto de hidrógeno verde como de otras tecnologías son presentados en el capítulo 5. Finalmente, se lleva a cabo una reflexión sobre las oportunidades de futuro y las correspondientes necesidades de planificación en el capítulo 6.

En definitiva, [más que una descripción técnica](#) exhaustiva, esta obra propone un análisis del presente energético de la provincia de Huelva y una reflexión sobre su futuro energético, lo que también puede servir de base para otros territorios que buscan equilibrar progreso y sostenibilidad. La revolución energética no solo se mide en megavatios o en toneladas de CO₂ evitadas, sino también en la capacidad colectiva de construir un modelo más justo, eficiente y alineado con las necesidades de las generaciones venideras.

2 Huelva como demandante de energía

2.1. Introducción

Las necesidades de energía en la provincia de Huelva han ido cambiando a lo largo de su historia. Por un lado, están las necesidades de sus propios habitantes y los servicios que requieren, lo que se incluye en el llamado sector terciario. Y, por otro lado, están los requerimientos de los sectores productivos primario (agrícola, ganadero, pesquero, minero y forestal) y secundario (industria y construcción, además de la generación, transporte y distribución de electricidad, gas y agua). El transporte se incluye en el sector terciario como parte de los servicios, aunque suele analizarse aparte.

La energía primaria es la que se encuentra en la naturaleza en su estado original, antes de ser transformada en otras formas de energía. Eligiendo 2024 como año de referencia para el análisis, y con los datos de la Agencia Andaluza de la Energía, se consumieron en la provincia de Huelva un total de 2892,6 ktep, [2.1]. Hay que recordar que 1 kilotonelada equivalente de petróleo (ktep) equivale a la energía que se puede obtener de la combustión de mil toneladas de petróleo crudo, razón por la que se usa para medir el consumo de energía de diversos tipos a gran escala, y equivaldría a 41868 GJ (Gigajulios) en el sistema internacional de medidas (SI). La tabla 2.1 muestra la distribución de ese consumo en las diversas fuentes en la actualidad, comparándolas con el resto de provincias andaluzas.

TABLA 2.1 | Consumo de energía primaria de las diversas fuentes en 2024, en ktep

	Almería	Cádiz	Córdoba	Granada	Huelva	Jaén	Málaga	Sevilla	Andalucía
Carbón	0,0	58,5	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	1,6	61,9
Gas Natural	83,9	1.410,2	131,1	149,4	1.256,1	254,2	202,2	268,5	3.755,7
Petróleo	629,9	1.692,3	593,4	695,0	1.234,0	506,3	1.508,9	1.330,6	8.190,3
Renovables	216,0	572,5	515,4	392,2	402,4	294,9	332,4	764,3	3.490,0
Saldo eléctrico	152,2	-352,4	111,8	100,6	-1,7	106,1	364,9	231,0	712,4
Total	1.082,0	3.381,0	1.351,8	1.337,1	2.892,6	1.161,5	2.408,3	2.596,0	16.210,3

Un saldo eléctrico negativo indica que la suma neta del consumo y la generación eléctrica resulta negativa, es decir, se produce más energía eléctrica de la que se consume. Parte de esta energía eléctrica se obtiene en centrales eléctricas cuya materia prima es de origen fósil y parte es directamente obtenida en centrales con fuentes de energía de origen renovable. La tabla 2.2 muestra el consumo de energía primaria para generación eléctrica a partir de las distintas fuentes posibles.

En el año de referencia de 2024, prácticamente no se utilizaron energías provenientes del carbón y el petróleo para producir energía eléctrica, proviniendo ésta del gas natural y de las energías renovables eólica y fotovoltaica, de la biomasa y del biogás.

TABLA 2.2 | Consumo de energía primaria para generación eléctrica por fuentes en 2024

Generación eléctrica		Almería	Cádiz	Córdoba	Granada	Huelva	Jaén	Málaga	Sevilla	Andalucía
Carbón	Carbón	0,0	58,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	58,4
	Total	0,0	58,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	58,4
Petróleo	Gasóleo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Fuelóleo	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
	Total	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
Gas Natural	Gas Natural	4,8	950,3	36,4	35,5	406,5	120,6	122,9	46,9	1.724,0
	Total	4,8	950,3	36,4	35,5	406,5	120,6	122,9	46,9	1.724,0
Renovables	Biomasa y biogás	2,3	2,1	192,3	2,4	216,8	80,7	48,3	18,5	563,5
	Hidráulica	1,4	0,3	7,0	8,2	0,7	12,2	4,2	4,4	38,4
	Fotovoltaica	83,5	207,5	58,1	95,6	81,6	39,6	53,6	359,4	979,0
	Termosolar	0,0	57,8	151,6	103,9	0,0	0,0	0,0	203,9	517,2
	Eólica	73,8	233,8	0,0	57,2	63,5	2,1	114,5	40,0	584,9
	Total	161,1	501,5	409,1	267,3	362,6	134,7	220,5	626,2	2.683,0
TOTAL		166,2	1.510,4	445,5	302,8	769,1	255,3	343,4	673,2	4.465,9

Independientemente de su procedencia fósil o renovable, la demanda bruta o consumo total de energía eléctrica en la provincia de Huelva en 2024 resultó ser de 4707 GWh. La tabla 2.3 muestra ese dato en comparación con el resto de Andalucía. Indicar aquí que el vatio-hora (Wh) o sus múltiplos como el GWh son medidas habitualmente usadas para la energía eléctrica, correspondiéndose 1 GWh a 3600 GJ en el SI, o a 0,0859845 ktep.

TABLA 2.3 | Demanda bruta de energía eléctrica en 2024

	Almería	Cádiz	Córdoba	Granada	Huelva	Jaén	Málaga	Sevilla	Andalucía
GWh	3.671,3	7.075,1	3.433,8	3.711,8	4.707,0	2.930,2	7.125,4	8.503,8	41.158,3
%	8,9	17,2	8,3	9,0	11,4	7,1	17,3	20,7	100,0

Una vez que la energía primaria ha sido transformada y, en su caso, distribuida, la energía final es la que se proporciona al consumidor. Esta energía se aporta a través de suministradores o contadores y puede presentarse en forma de electricidad, calor o combustibles, siendo esencial para atender las necesidades energéticas de toda la sociedad.

En la tabla 2.4 se muestran los consumos de energía final en los distintos sectores: residencial y servicios, transporte, sector primario e industria. Destacar que el consumo industrial en Huelva representa de largo el mayor porcentaje del total de energía consumida en la provincia, siendo además de los mayores de Andalucía, lo que rebela el gran desarrollo y la importancia de este sector, hecho que justifica el presente estudio y será desarrollado a lo largo de todo el libro.

TABLA 2.4 | Consumo de energía final por sectores en la provincia de Huelva en 2024, en ktep

	Almería	Cádiz	Córdoba	Granada	Huelva	Jaén	Málaga	Sevilla	Andalucía
Industria	178,2	848,6	157,6	170,9	759,8	274,5	194,9	476,8	3.061,2
Transporte	495,8	622,2	470,5	554,7	375,7	410,2	1.366,2	1.065,5	5.360,7
Primario	96,7	160,4	114,7	91,7	126,1	75,8	65,6	145,6	876,6
Servicios	144,6	167,2	123,7	150,8	97,6	90,6	286,3	277,1	1.337,7
Residencial	132,9	201,9	178,3	242,2	98,4	171,8	344,6	352,8	1.723,0
Total	1.048,2	2.000,3	1.044,7	1.210,2	1.457,6	1.023,0	2.257,6	2.317,7	12.359,2

De esa energía final, se analiza a continuación con más detalle el consumo de energía eléctrica. Así, la tabla 2.5 muestra el consumo final de electricidad por sectores.

TABLA 2.5 | Consumo final de electricidad por sectores en 2024, en ktep

	Almería	Cádiz	Córdoba	Granada	Huelva	Jaén	Málaga	Sevilla	Andalucía
Industria	48,4	121,5	44,8	42,9	133,6	59,8	52,3	153,2	656,5
Transporte	0,6	1,0	10,7	2,0	0,6	0,9	1,9	7,2	24,8
Primario	22,1	7,3	9,9	12,2	9,8	16,3	6,9	18,1	102,5
Servicios	119,0	131,7	74,6	94,7	67,2	57,6	230,1	204,2	979,2
Residencial	94,7	143,6	110,2	124,7	60,7	88,7	266,7	243,4	1.132,6
Total	284,8	405,0	250,2	276,5	271,8	223,3	557,8	626,2	2.895,7

En el resto del presente capítulo se analizan las tendencias en el consumo de energía de los distintos sectores, con idea de ver su previsible evolución, lo que permitiría diseñar planes adecuados de mejora de infraestructuras energéticas, acordes al potencial de desarrollo de Huelva. El análisis se basará igualmente en los datos públicos ofrecidos por la Agencia Andaluza de la Energía.

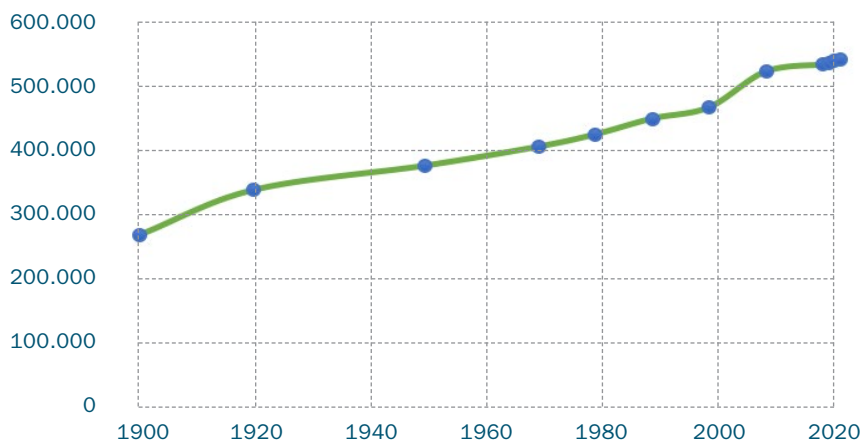
Antes de pasar a realizar este análisis, comentar la importancia de dos aspectos en el consumo energético, y más concretamente en el consumo eléctrico de Huelva, la estacionalidad y la variación a lo largo de un día. Estos aspectos requieren de unas características adecuadas de infraestructuras de transporte y de almacenamiento en su caso, además de una gestión en

tiempo real eficaz en el caso de la energía eléctrica, labor desarrollada por Red Eléctrica de España (REE). Las infraestructuras de transporte y almacenamiento serán tratadas en el capítulo 4.

2.2. Consumo de energía doméstica y de servicios (sector terciario)

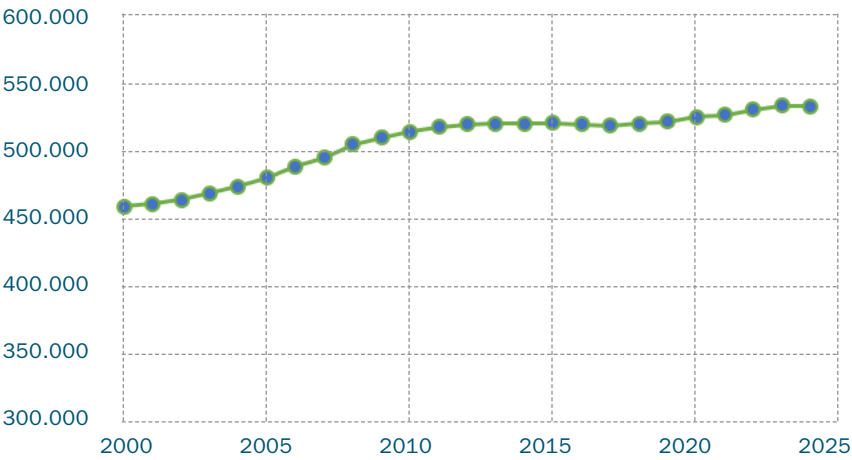
Tanto el número de habitantes como los consumos medios de cada persona han ido evolucionando hasta nuestros días. Analizando la situación desde comienzos del siglo XX hasta la actualidad, la provincia de Huelva ha crecido hasta duplicarse, superando hoy día el medio millón de habitantes, [2.2]. Entre los hechos que más han influido en este crecimiento destacan la constitución en 1873 de la compañía Rio Tinto Company Limited para la explotación de yacimientos en la cuenca minera de Riotinto-Nerva, [2.3], la creación del Polo de Promoción Industrial de Huelva a mitades del siglo XX, en 1964, [2.4], que pasó a llamarse Polo de Desarrollo en 1969, el desarrollo de la agricultura extensiva en distintos municipios onubenses y el crecimiento del sector turístico en las costas, [2.5]. Todo esto, junto a la evolución de la natalidad, el envejecimiento y la mortalidad, hace que la evolución de la población sea la de la figura 2.1, según datos del Instituto Nacional de Estadística (INE).

FIGURA 2.1 | Evolución de la población en la provincia de Huelva



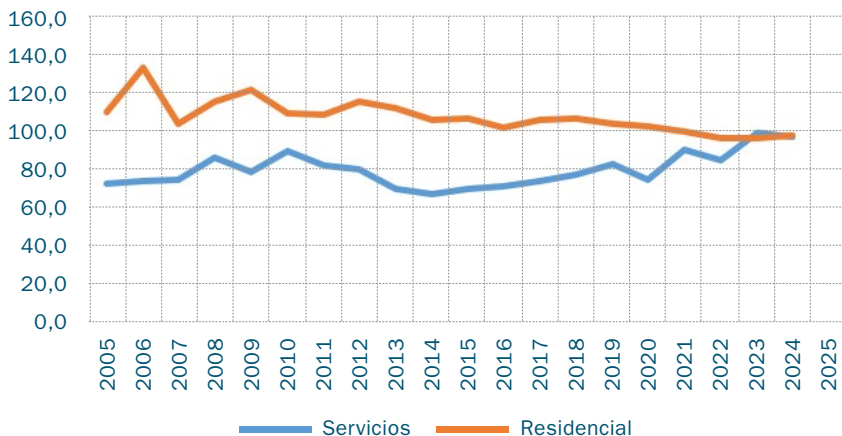
En la figura 2.2 se muestra con más detalle la evolución en el presente siglo, donde se ha producido una estabilización con una ligera tendencia ascendente. Así, se ha producido un crecimiento constante desde 2000, incrementándose la población en unas 75000 personas desde 2000 (un 16 %), pasando de unos 459000 en 2000 a más de 533000 en 2024. Destacar el crecimiento de unas 10000 personas entre 2007 y 2008, mientras en años posteriores el incremento es más moderado, aunque sostenido. Entre 2013 y 2017 la población se mantuvo bastante estable, entorno a los 520000 habitantes, retomando una leve subida a partir de 2018.

FIGURA 2.2 | Evolución de la población en la provincia de Huelva desde el año 2000



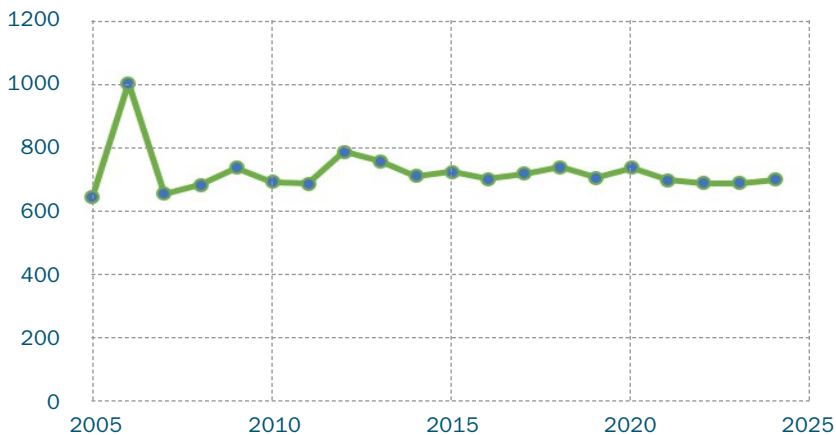
Los consumos finales de energía residencial y de los servicios asociados estarán relacionados con el crecimiento de la población. La figura 2.3 muestra la evolución de estos consumos en los últimos 20 años, en los que se dispone de datos oficiales de la Agencia Andaluza de la Energía. También es interesante analizar la evolución del consumo de energía eléctrica en zona, al ser ésta la fuente principal de energía utilizada en los hogares, figura 2.4.

FIGURA 2.3 | Evolución del consumo de energía final residencial y de servicios, en ktep



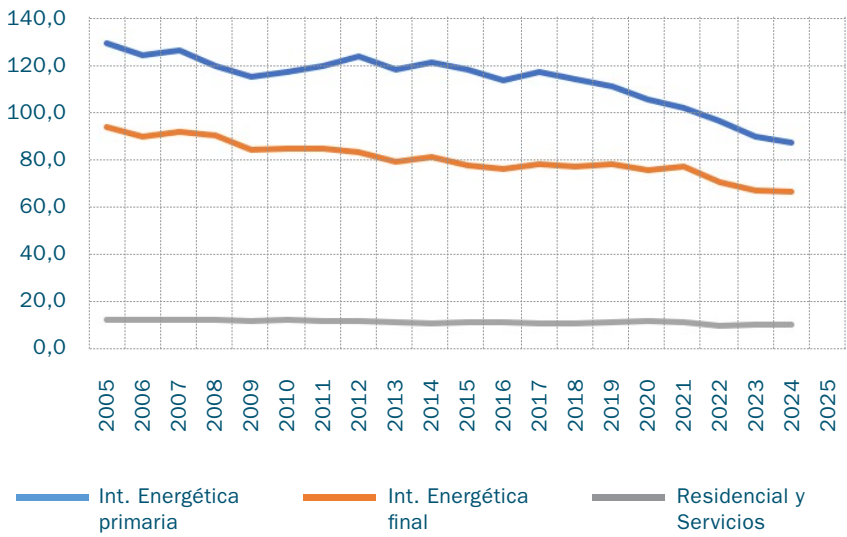
En general, el consumo de energía final en el sector terciario muestra una cierta estabilización, especialmente el consumo de energía eléctrica residencial. Aunque en general los datos de consumo y población se ajustan, se observa un ligero aumento de la población mientras el consumo global relacionado con la misma es más estable, es decir, el consumo por habitante se ha reducido ligeramente.

FIGURA 2.4 | Evolución del consumo de energía eléctrica en zona residencial, en GWh



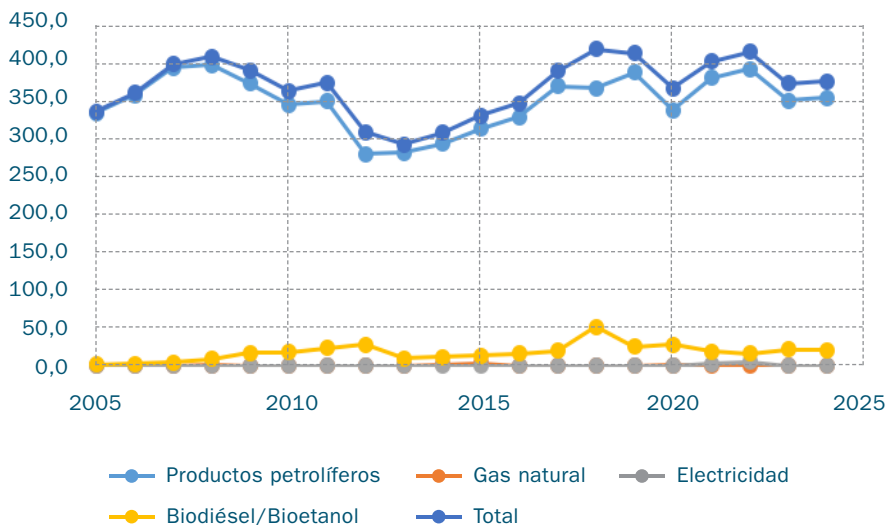
Es útil monitorizar un indicador de la eficiencia en el consumo de energía, la intensidad energética. Ésta se define como la cantidad de energía que se emplea para producir un determinado valor económico. Calculada como la relación entre el consumo total de energía y el Producto interior Bruto (PIB), una intensidad energética alta indicaría una estructura económica poco eficiente o ineficiente mientras que una intensidad energética baja indicaría una economía más eficiente ya que se genera más riqueza con menos energía. La figura 2.5 muestra la evolución de este indicador en Andalucía, que puede valer de referente para la provincia de Huelva, tanto a nivel global como en el sector residencial y servicios. En efecto, se observa una leve tendencia a la baja del indicador, es decir, una mejora en el rendimiento energético.

FIGURA 2.5 | Evolución de la intensidad energética en Andalucía



En referencia ahora al transporte, la figura 2.6 muestra la evolución del consumo de energía final del subsector y de las distintas fuentes. Dentro de los productos petrolíferos, la fuente de mayor consumo en el transporte, se incluyen los diferentes tipos de gasolinas (Gasolina 95, 97 y 98) y gasóleos (A, B y C), el fuelóleo, los gases licuados del petróleo (GLP) y el queroseno.

FIGURA 2.6 | Evolución del consumo de energía final en el transporte por fuentes, en ktep



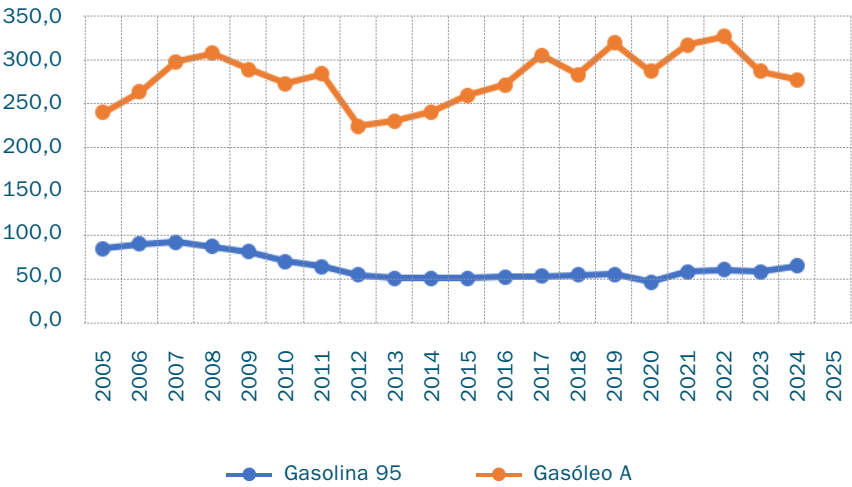
En cuanto a las gasolinas, recordar aquí que el número asociado (95, 97 o 98) indica el índice de octano que tienen. Cuanto mayor es el porcentaje de octano, mayor es la resistencia a detonar antes de tiempo dentro del motor. Así, la gasolina 95 es la habitual en las gasolineras y se usa en la mayoría de coches, ofreciendo un buen rendimiento a menor precio. La gasolina 97 apenas se usa hoy día, y se emplearía en motores más exigentes. La gasolina 98 se usa en coches deportivos o de altas prestaciones ya que evita problemas en la combustión y mejora la eficiencia, aunque es más cara.

En cuanto al gasóleo, se trata del carburante utilizado en vehículos diésel, maquinaria agrícola, camiones y transporte pesado. Tiene una mayor densidad energética y más eficiencia en motores de combustión interna. En España se comercializan principalmente dos tipos: el gasóleo A, en turismos y transporte por carretera; y el gasóleo B, reservado para uso agrícola y maquinaria autorizada. El gasóleo C se usa en calderas y calefacción debido a su mayor poder calorífico. Todos estos productos se obtienen en refinerías a partir de la destilación del petróleo crudo. Los aditivos que se añaden mejoran su combustión y reducen las emisiones.

El queroseno es un combustible líquido intermedio entre gasolina y gasóleo. Se usa en aviación como combustible para reactores, aunque también se puede utilizar en iluminación tradicional, calefacción o como disolvente industrial. El fuelóleo es un producto más viscoso y pesado, y se obtiene de las fracciones de refino de mayor densidad. Se usa principalmente en centrales térmicas, buques mercantes e industrias con calderas de gran potencia. Su uso ha disminuido hoy día por su contenido en azufre e impacto ambiental. Finalmente, el gas licuado del petróleo (GLP) es una mezcla de propano y butano que se obtiene tanto del refino de petróleo como de procesar el gas natural. Puede almacenarse y transportarse en estado líquido bajo presión, lo que supone una ventaja. Se puede emplear en cocinas domésticas, calefacción, agua caliente o como carburante alternativo en vehículos, siendo una opción más limpia que gasolinas y gasóleos.

La figura 2.7 detalla la evolución en los consumos más significativos de los productos petrolíferos consumidos en Huelva, la Gasolina 95 y el Gasóleo A.

FIGURA 2.7 | Evolución del consumo de los principales productos petrolíferos, en ktep



Estos productos petrolíferos se producen en refinerías como la del Parque Energético de Moeve en el Polo Industrial de Huelva. Está ubicada en La Rábida, en el término municipal de Palos de la Frontera (Huelva), y es una de las instalaciones clave en el desarrollo industrial de Huelva y España, [2.6, 2.7]. La figura 2.8 muestra una fotografía [general de las instalaciones](#). La refinería transforma petróleos crudos de distinta naturaleza en una amplia gama de productos: gasolinas, gasóleos, fuelóleos, querosenos, naftas, asfaltos, butanos y materias primas de uso petroquímico. En los últimos años están llevando a cabo una reconversión hacia un Parque Energético multienergía, incorporándose nuevas líneas de producción orientadas a biocombustibles avanzados, y al hidrógeno verde principalmente, según se comentará en el capítulo 5.

FIGURA 2.8 | [Parque Energético de Moeve, en Palos de la Frontera \(Huelva\)](#)



FUENTE: web de Moeve.

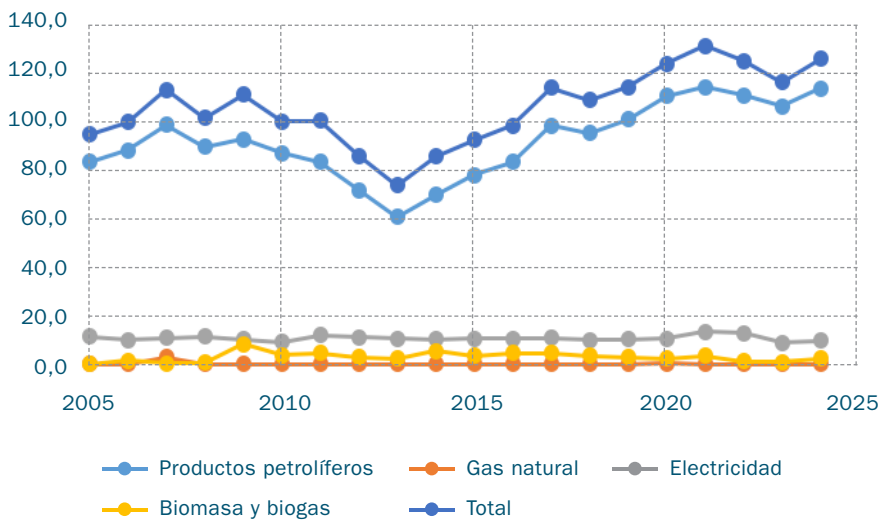
2.3. Consumo minero, agrícola, ganadero y pequeño (sector primario)

Las actividades necesarias para la producción y extracción de materias primas constituyen el sector denominado primario. Este sector incluye actividades como la agricultura, la pesca, la ganadería, la minería y la explotación forestal.

Entre las fuentes de energía empleadas en el sector primario están los productos petrolíferos (gasóleo, GLP o queroseno principalmente), el gas natural, la electricidad, la biomasa y el biogás. La figura 2.9 muestra la evolución de estos consumos en la provincia de Huelva durante los últimos 20 años.

En general la evolución está relacionada con el crecimiento o decrecimiento de la actividad económica. Así, se observan dos bajadas claras, la primera se corresponde con la crisis financiera de 2008 (provocada por la burbuja inmobiliaria y la caída del sistema financiero derivada de la misma) y la segunda con la pandemia de COVID-19 en 2020. Ambas crisis tuvieron consecuencias socioeconómicas muy significativas, tanto en el Producto Interior Bruto (PIB), el desempleo, la subida de Índice de precios de Consumo (IPC) y el déficit público, [2.8, 2.9].

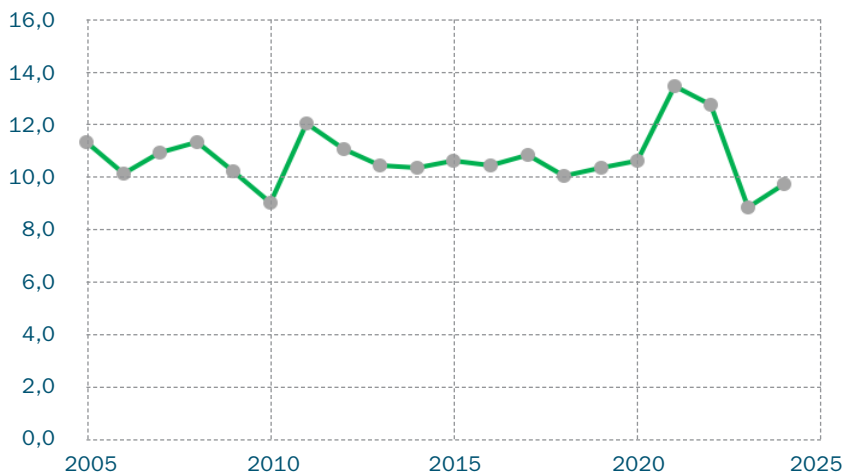
FIGURA 2.9 | Evolución del consumo de energía final en el sector primario de Huelva, en ktep



Como se observa en la figura 2.9, la mayor parte del consumo de energía es de productos petrolíferos, en especial de gasóleo, siendo la electricidad la segunda fuente más usada. El consumo de gas natural o biocombustibles en el sector primario resulta de menor peso hasta la fecha.

La figura 2.10 muestra con más detalle la evolución del consumo de energía eléctrica en este sector primario. Como puede observarse, la tendencia general es similar a la del consumo total del sector.

FIGURA 2.10 | Evolución del consumo de electricidad en el sector primario, en ktep.



En Huelva el sector primario tiene un peso fundamental, siendo algunas de las instalaciones de las diferentes empresas agrícolas, pesqueras, ganaderas y mineras, además de impulsoras de la economía de la provincia, grandes consumidoras de energía. En términos económicos, en el ámbito agrícola destacan grandes cooperativas de frutos rojos como Fresón de Palos, Onubafruit o Cuna de Platero, que lideran la producción y exportación de fresas, frambuesas y arándanos en Europa. En la costa, las lonjas de Isla Cristina y Punta Umbría son referentes en la comercialización de pescado y marisco, apoyadas por empresas conserveras como Usisa, que aportan valor añadido a la pesca local. En la Sierra de Aracena, la ganadería ligada al cerdo ibérico ha dado lugar a firmas de prestigio

internacional como Sánchez Romero Carvajal, vinculada al jamón de Jabugo. Centrando el análisis en empresas más relacionadas con la energía, la minería mantiene su relevancia histórica con explotaciones como las de SandfireMATSA y Atalaya Mining, que sitúan a Huelva como un referente nacional en la producción de cobre, zinc y otros metales.

En concreto, la explotación de Sandfire MATSA cuenta con una planta de procesamiento de más de 4,5 Mtpa (“Metric Tons Per Annum”, Toneladas Métricas anuales), al norte de la Faja Pirítica Ibérica. Ésta se abastece del mineral de tres minas subterráneas, Aguas Teñidas y Magdalena en Almonaster la Real y Sotiel en Calañas. Los productos son concentrados minerales de cobre, zinc y plomo que se comercializan desde el puerto de Huelva. Aunque hay evidencias de actividad minera en la zona desde la edad de cobre (hace unos 4500 años), el yacimiento de Aguas Teñidas fue descubierto en los años 80. El material pudo extraerse hasta 1997, cesando la actividad en 2001. Una vez recuperado el precio de los metales, la compañía Iberian Minerals Corp. compró los derechos mineros y reinició la explotación en 2005, pudiendo vender los primeros concentrados en 2009.

En cuanto a instalaciones, Aguas Teñidas cuenta con una nave de sondeos, un área de talleres, una subestación eléctrica propia para

FIGURA 2.11 | Mina de Aguas Teñidas



FUENTE: Web de MATSA.

alimentar de energía la planta de tratamiento de mineral y un sistema de gestión integral de aguas, además de otros edificios para seguridad y oficinas, [2.10]. Las imágenes 2.11 y 2.12 muestran algunas de las instalaciones mineras.

Otra instalación de referencia en la provincia de Huelva es Atalaya Mining, ubicada en el corazón de la Faja Pirítica Ibérica, en el área de Riotinto, ver figura 2.13.

FIGURA 2.12 | Planta de tratamiento de MATSA

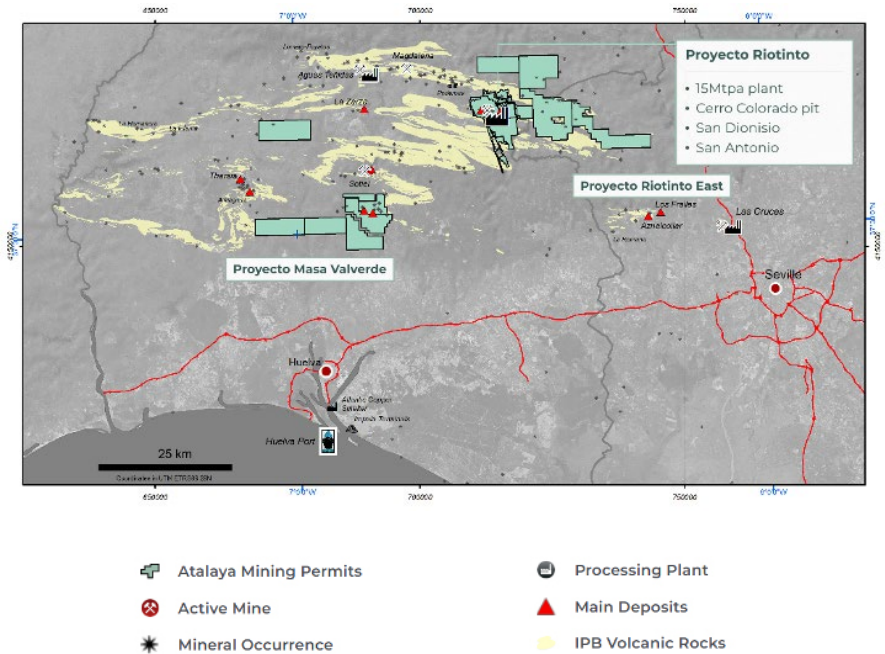


FUENTE: Web de MATSA.

Atalaya Mining, que ocupa una posición relevante como productor europeo de cobre a través de su cotización en la bolsa de Londres, opera en la mina de Riotinto. En términos económicos, la actividad de Atalaya, con un 68% de empleo local, supone el 1.2% del empleo en la provincia de Huelva, unos 2300 puestos de trabajo, [2.11]. Tanto el cobre como otros metales son clave para el funcionamiento de la industria y al mismo

tiempo para una adecuada transición hacia un modelo energético más sostenible. Así, en el ámbito de la sostenibilidad, la empresa mantiene diversas estrategias para mejorar su eficiencia energética y reducir el impacto ambiental, empleando un 83% de agua reciclada en su operación de Riotinto y habiendo puesto en funcionamiento una gran instalación de autoconsumo, una planta solar fotovoltaica que supone una reducción drástica de las emisiones indirectas de CO₂.

FIGURA 2.13 | Distribución del proyecto Riotinto de Atalaya Mining



FUENTE: Web de Atalaya Mining.

La planta de tratamiento de Atalaya en la Faja Pirítica Ibérica fue ampliada en 2017, pasando a 15 Mtpa. Se instalaron, entre otros equipos, un nuevo sistema de trituración primaria y un nuevo molino semiautógeno. Las figuras 2.14 y 2.15 muestran algunas de las instalaciones de Atalaya Mining en Huelva.

FIGURA 2.14 | Mina a cielo abierto de ATALAYA en Riotinto



FIGURA 2.15 | Planta de tratamiento de ATALAYA en Riotinto



FUENTE: Web de ATALAYA.

2.4. Consumo industrial (sector secundario)

El sector secundario abarca las actividades productivas que se encargan de transformar las materias primas, que han sido extraídas o producidas por el sector primario, en productos de consumo. Se incluyen aquí las industrias químicas, siderúrgicas, mecánicas, textiles y las encargadas en general de producir bienes de consumo y equipos de trabajo. También se puede considerar en este sector la construcción.

La figura 2.16 muestra la evolución del consumo de energía final en el sector industrial de Huelva. El consumo para uso no energético muestra un perfil parecido al del sector terciario, con una evolución constante ligada a la población y con un ligero descenso relacionado con la intensidad energética. El consumo para uso energético muestra un perfil parecido al del sector primario, con bajadas a partir del año 2008 y 2020, encontrándose en la actualidad en un momento de vuelta al crecimiento.

FIGURA 2.16 | Evolución del consumo de energía final en la industria en Huelva, en ktep

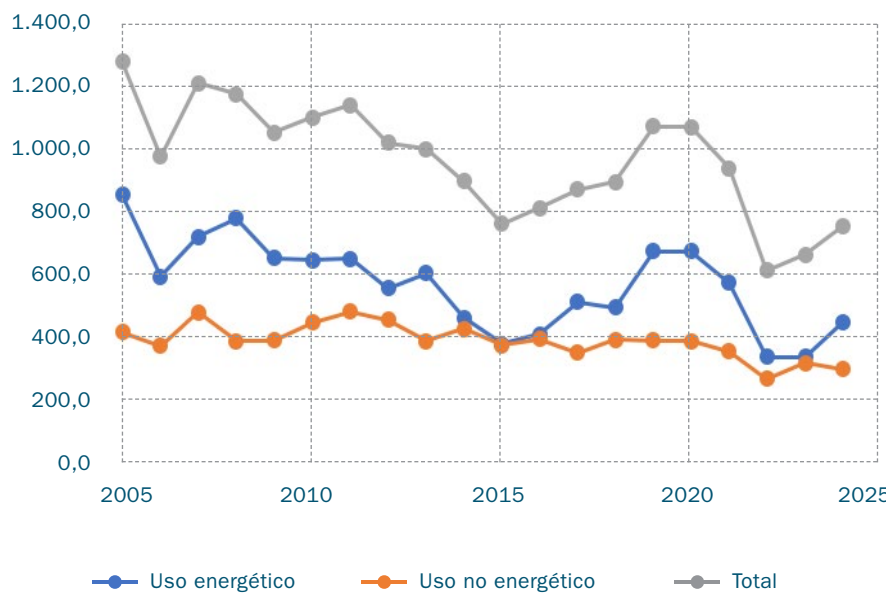


FIGURA 2.17 | Evolución del consumo de energía final para uso no energético en Huelva, en ktep

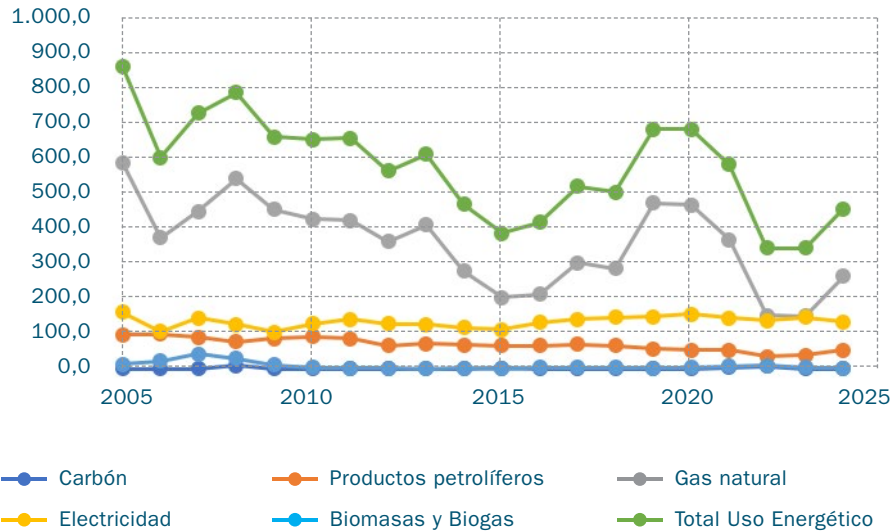
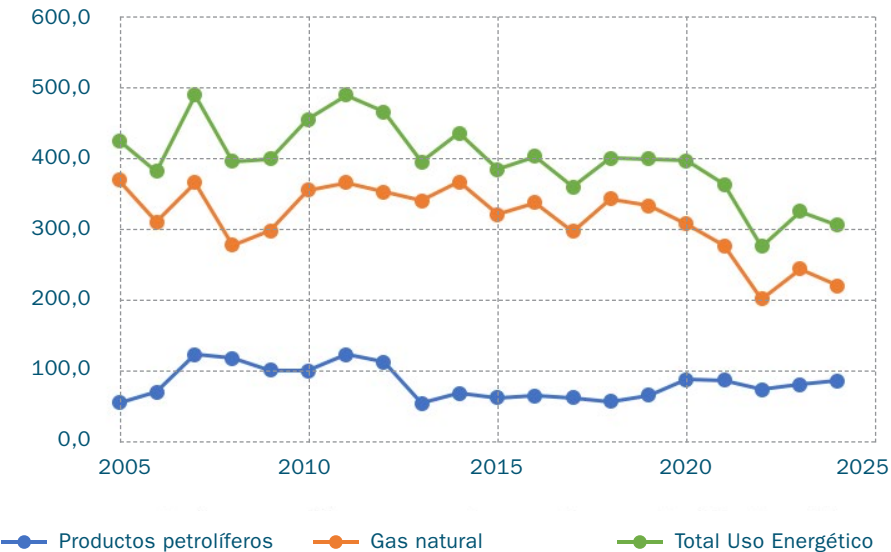


FIGURA 2.18 | Evolución del consumo de energía final para uso energético en Huelva, en ktep



En las figuras 2.17 y 2.18 se analizan en detalle las fuentes empleadas para ambos consumos. Así, el mayor porcentaje del consumo energético es el gas natural, seguido de la electricidad y los productos petrolíferos. El resto de fuentes (carbón, biomasa y biogás) tienen un aporte poco significativo. En cuanto al consumo industrial para uso no energético, también destaca el gas natural frente a los productos petrolíferos.

Dentro del sector secundario de la provincia de Huelva hay que resaltar la importancia del Polo Industrial del área metropolitana y portuaria de Huelva. Articulado alrededor de la AIQBE (Asociación de Industrias Químicas, Básicas y Energéticas), este complejo industrial es el más relevante de España por volumen de producción y facturación, y agrupa a empresas de gran proyección internacional.

Entre las empresas instaladas en el Polo Industrial destaca Atlantic Copper, dedicada a la fundición y refino de cobre, siendo una de las mayores plantas de Europa en este ámbito, Moeve, con instalaciones de refino, producción petroquímica y generación energética (ya citada anteriormente), y Fertiberia, especializada en fertilizantes y productos químicos básicos para la agricultura. A ellas se suman Endesa Generación, que opera una central de ciclo combinado, Magnon Green Energy, que produce energía a partir de biomasa forestal, y Enagás, gestora de las infraestructuras gasistas. Otras compañías como Air Liquide, Decal España y Repsol aportan capacidades en gases industriales, almacenamiento de combustibles líquidos y logística portuaria. Destacar aquí a Exolum, empresa logística de productos líquidos y responsable del transporte y almacenamiento productos refinados, químicos y biocombustibles, que cuenta con una planta de biocombustible en Huelva, según se comentará en un capítulo posterior. Completan las instalaciones otras empresas como Algry Química (especializada en la fabricación de productos químicos y farmacéuticos), Bio-Oils (dedicada a la fabricación de biocombustibles), Electroquímica Onubense S.L. (empresa química dedicada a la fabricación de productos inorgánicos, utiliza la sal marina procedente de las salinas ubicadas en Marismas del Odiel en su proceso para la producción, entre otros productos, de cloro, sosa e hidrógeno), Fertinagro Biotech (produce nutrientes vegetales y materias primas, aditivos y piensos complementarios para alimentación animal), Gunvor (fabrica biodiésel), Nippon Gases (dedicada a gases industriales y medicinales de Europa), Venator (fabrica pigmentos y aditivos sostenibles), y finalmente Naturgy con tres ciclos combinados, [2.6]. Es importante aquí citar a la Autoridad Portuaria de Huelva, ya que su

zona de influencia terrestre o “hinterland” constituye un importante enclave industrial de España. Así, el Puerto de Huelva como “clúster” (concentración de empresas que colaboran para lograr sinergias) energético e industrial, promueve la transición de la industria energética del entorno portuario a través del apoyo a diversos proyectos, entre otros algunos relacionados con el hidrógeno y las energías limpias. En definitiva, estas instalaciones industriales hacen de Huelva un nodo estratégico para la industria química y energética andaluza y española, orientado hacia la exportación e innovación tecnológica en procesos de transformación de materias primas.

Las actividades de algunas de las empresas citadas anteriormente se tratarán en los capítulos siguientes, al centrarse su actividad en la generación o el almacenamiento de energía, o en la gestión de infraestructuras como las gasísticas. En todo caso, se trata de empresas que además de aportar valor añadido en su sector de actividad, representan grandes consumidores de energía. Algunas de las instalaciones de Atlantic Copper se muestran en las figuras 2.19 y 2.20. En su fundición se procesa mineral concentrado de cobre y se obtienen **ánodos de cobre con una pureza del 99,5%**. El posterior proceso de electrólisis de la refinería permite obtener cátodos de cobre de una pureza del 99,99%. Finalmente, el dióxido de azufre del proceso de fundición se recupera en unas plantas que producen **ácido sulfúrico** al 98,5%. Se obtienen 285.000 toneladas al año de cátodos de cobre y 1.100.000 toneladas métricas de ácido sulfúrico. La fundición cuenta

FIGURA 2.19 | Vista aérea de las instalaciones de Atlantic Copper



con una central térmica para generar energía eléctrica para autoconsumo mediante la recuperación del calor de los distintos procesos.

FIGURA 2.20 | Producto final de Atlantic Copper



Comentar finalmente que en el resto de la provincia se pueden encontrar otras muchas empresas del sector secundario, que ligadas más o menos al sector energético, explican el consumo energético industrial que hay en Huelva y la necesidad de contar con instalaciones de suministro y, en su caso, de evacuación, lo que será analizado en el capítulo 4.

2.5. Referencias bibliográficas del capítulo 2

- [2.1] Sistema de explotación de información INFO-ENERGÍA de la Agencia Andaluza de la Energía
<https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/info-web>
- [2.2] Félix García Ordaz, “Evolución histórica reciente de la provincia de Huelva”. Ed. Consejo Económico y Social de la Provincia de Huelva, Depósito Legal: H 186-2014, ISBN: 978-84-8163-534-8.

- [2.3] Juan A. Márquez Domínguez, José M. Jurado Almonte et al. “Historia de la provincia de Huelva. Un análisis de los ámbitos municipales. Capítulo 46: la colonización minera y el poblamiento, Minas de Riotinto”. Ed. Mediterráneo S.L. ISBN: 84-7156-345-3, 1999.
- [2.4] Título completo: Decreto 153/1964, de 30 de enero, sobre localización de polos de promoción, polos de desarrollo y polígonos de descongestión industrial. Boletín Oficial del Estado (BOE) núm. 27, de 31 de enero de 1964, pp. 1374-1375.
- [2.5] Alfonso Vargas Sánchez, “El turismo en la provincia de Huelva: de dónde venimos, dónde estamos y ¿Hacia dónde queremos ir?”. Depósito legal: H 149-2013, ISBN-10: 84-695-8500-2, 2013.
- [2.6] Memoria de la Asociación de Industrias Químicas, Básicas y Energéticas de 2024
<https://aiqbe.es/memoria/memoria-de-aiqbe-2024/36>
- [2.7] Informe de Gestión Integrado de Moeve, 2024
<https://www.moeveglobal.com/es/compania/gobierno-corporativo/informe-anual>
- [2.8] Torrero Mañas, A. (2008). La crisis financiera internacional y económica española. Encuentro Ediciones. ISBN 978-84-7490-949-4.
- [2.9] Torres Kumrián, R. D., López Serrano, A., & Pérez Viejo, J. M. (2021). Crisis COVID-19: Capacidades y respuestas del estado del bienestar y de la cohesión social europea. Sanz y Torres, S.L. ISBN 978-84-18316-31-9.
- [2.10] Web corporativa de Sandfire Matsa
<https://sandfirematsa.es/nuestras-operaciones/>
- [2.11] Web corporativa de Atalaya Mining
<https://atalayamining.com/es/operaciones/area-de-riotinto/>

3

Huelva como generadora de energía

3.1. Introducción: Huelva, un eje energético estratégico

La provincia de Huelva tuvo un papel clave en la restauración del suministro eléctrico del país después del apagón ocurrido el día 28 de abril de 2025. Y la principal razón es el importante parque de generación con el que cuenta. Además de las centrales de gas natural (cruciales para restablecer el sistema de potencia), los parques eólicos y fotovoltaicos existentes en la provincia fueron, en ese caso concreto, una ayuda importante. Y es que la potencia de generación con que cuenta la provincia es tal que le permite abastecer la demanda generada por la minería e industria (que cuenta con numerosas empresas intensivas en energía eléctrica como se analizó en el capítulo 2) y en general la de los diferentes sectores productivos, equiparables a otras provincias del tamaño de la de Huelva.

Así, Huelva se erige como un pilar fundamental en el mapa energético nacional y, especialmente, andaluz, [3.1]. Su singularidad radica en la confluencia de un alto grado de industrialización y la presencia de infraestructuras energéticas de gran calado, lo que la convierte en un actor clave en la producción, transformación y consumo de energía en España.

Para situar adecuadamente el caso de Huelva, es esencial comprender el marco energético en el que se inscribe mediante su balance energético, operación estadística anual que proporciona información completa y fiable sobre la situación energética en el contexto de España, analizando diversas fuentes como productos petrolíferos, gas natural, carbón, energía nuclear, electricidad y energías renovables. Aunque ya se analizaron los datos de Huelva en líneas generales en el capítulo 2, comentar aquí

algunos aspectos reflejados en los informes nacional y andaluz de 2023, último año del que se disponía de datos completos, [3.3 - 3.4]. Así, el consumo de energía primaria en 2023 fue de 115.036 ktep, lo que supuso una reducción del 2,8% respecto a 2022. Los productos petrolíferos (51.860 ktep) y el gas natural (25.229 ktep) siguieron siendo protagonistas, aunque este último experimentó una reducción del 11,0% en su aportación debido a una menor operación de los ciclos combinados, tras las exportaciones récord de electricidad a Francia en 2022. La participación de las renovables en el “mix” de energía primaria creció hasta el 18,9% en 2023, mientras que los productos petrolíferos redujeron su contribución al 45,1%. La dependencia energética de España se situó en un 68,6% en 2023, con una producción interior que se incrementó en un 3,9%, siendo el 57,6% de origen renovable. Con respecto a la comunidad andaluza, en ese año de 2023 aumentó su Producto Interior Bruto (PIB) gastando menos energía. De esta forma, el consumo de energía primaria fue el más bajo desde el año 2001 (16.192,1 ktep), en un ejercicio en el que el PIB de Andalucía creció un 2,5%; lo que confirma la tendencia al desacoplamiento entre el crecimiento económico de la región y la demanda de energía observada en los últimos años. Además, esta reducción de consumo se ha producido fundamentalmente en las fuentes de energía fósiles utilizadas para la generación de energía eléctrica, en contraposición a un incremento del 10% de la electricidad procedente de renovables. Por su parte, la energía final se ha reducido un 2,4% hasta los 12.095,0 ktep. El año 2023 ha sido también el año en el que se ha registrado un récord de potencia renovable anual instalada, con 1.605 nuevos megavatios, siendo el 94% de ellos fotovoltaicos. Con esto se ha logrado que el 57% de toda la electricidad producida en Andalucía sea de origen renovable.

Ya en 2024, [3.5], la demanda de energía eléctrica en Andalucía fue de 38.536 GWh, representando el 15,5% de la demanda nacional. La generación de energía eléctrica fue de 30.461 GWh, un 11,6% de la generación nacional, y la potencia instalada eléctrica de 20.842 MW, el 16,1% de la potencia nacional. La generación renovable en Andalucía aumentó un 18% en 2024 respecto a 2023, y la potencia renovable un 20,1% en el mismo periodo.

3.2. Fuentes de generación eléctrica en Huelva

La provincia de Huelva cuenta con un parque de generación eléctrica diverso y robusto, combinando tecnologías convencionales con una creciente participación de fuentes renovables. La potencia eléctrica de generación instalada en Huelva es significativa, destacando las centrales de ciclo combinado y un importante desarrollo en renovables como la fotovoltaica, la eólica y la biomasa, [3.1].

3.2.1. Generación eléctrica no renovable

La generación eléctrica no renovable en Huelva está determinada por las centrales térmicas, en particular las de ciclo combinado, que son fundamentales para la estabilidad del sistema de potencia, y el excedente energético de la provincia. En concreto, fueron cruciales en el restablecimiento del sistema de potencia después del apagón del día 28 de abril de 2025. Esta tecnología tiene tres ventajas fundamentales con respecto a otro tipo de centrales térmicas convencionales como las de carbón o fuelóleo. Por un lado, el doble ciclo térmico (ciclo combinado) permite aumentar el rendimiento de la central por encima del correspondiente al ciclo de Carnot (que es el límite teórico del ciclo simple). Por otro lado, este tipo de central necesita mucho menor tiempo para alcanzar la potencia nominal que sus predecesoras, lo que hace que sean más ágiles en su parada, su puesta en marcha o la modificación del punto de trabajo. Y finalmente y aunque produce dióxido de carbono, el contenido en azufre y nitrógeno del gas natural (combustible de las centrales de ciclo combinado) es mucho menor que el del carbón y el fuelóleo, lo que hace que sea mucho menor también la polución del aire en partículas, óxidos de azufre y nitrógeno y derivados.

En el caso de Huelva, la provincia cuenta con dos centrales de ciclo combinado a gas natural:

- La denominada Palos, situada en Palos de la Frontera, con una potencia nominal de 1.167 MW.

- La denominada Cristóbal Colón, situada en Huelva capital, con una potencia nominal de 391 MW, [3.1].

Ambas suman un total de 1.558 MW de potencia térmica convencional. Sin embargo, según el Registro estatal de emisiones y fuentes contaminantes [3.6], la producción de la central Cristóbal Colón en 2024 fue de 413.997 MWh y la de Palos de 2.470.361 MWh, lo que significa que han trabajado a su potencia nominal durante el 12,09% y el 24,16% del año, respectivamente. Este hecho no se da solo en esta provincia, sino que es una característica usual de este tipo de centrales actualmente en nuestro país. Y podría llevar a pensar que, con el aumento de potencia renovable instalada, llegará un momento en que se pueda prescindir de ellas. Sin embargo, no es así porque son necesarias como respaldo de esas renovables que no tienen continuidad ni regularidad productiva. Sería necesario para hacer prescindibles estas centrales que, además de potencia renovable, el sistema de potencia contase con capacidad de almacenamiento suficiente, cosa que actualmente no es rentable y presenta dificultades técnicas que sería necesario eliminar con antelación. Así pues, las centrales de ciclo combinado son un componente imprescindible del sistema eléctrico con la estructura actual del mismo, para garantizar el suministro eléctrico a los consumidores y su correcto funcionamiento.

3.2.2. Cogeneración

La cogeneración es una tecnología a caballo entre las convencionales y las renovables, por lo que se presenta en un apartado ad hoc. En efecto, la cogeneración se define como el conjunto de procesos en los que se producen conjuntamente energía eléctrico-mecánica y energía térmica, a partir de una fuente primaria de energía. Si esa fuente primaria es calor residual generado en un proceso productivo, la cogeneración puede considerarse como energía renovable. Por otro lado, técnicamente hablando, la energía eléctrica se produce en cogeneración mediante los mismos ciclos térmicos usados en otros tipos de centrales térmicas convencionales, como las de carbón, fuelóleo o gas natural, lo que las convertiría en una herramienta para el sistema tan buena como las centrales de ciclo combinado a gas

natural, si el suministro de energía primaria fuese continuo y suficiente. Sin embargo, como se ha explicado, la energía primaria para este tipo de centrales es energía residual de los procesos productivos primarios. Este hecho podría suponer cierta irregularidad en el suministro de energía primaria a la cogeneración, inconveniente que se soluciona parcialmente complementando esa energía primaria con gas natural u otro combustible de refuerzo. De esta forma, la cogeneración no solo reduce la factura eléctrica de las empresas, sino que también optimiza el uso del combustible.

Huelva dispone de 7 instalaciones de cogeneración, de las cuales 6 tienen una potencia superior a 1 MW, sumando una potencia total instalada de 151,8 MW al 30 de junio de 2025, [3.1]. Las principales fuentes de energía utilizadas son el gas natural (4 plantas, 91,1 MW), el gas de refinería (1 planta, 57,0 MW), el calor residual (1 planta, 11,5 MW) y el gasóleo (1 planta, 0,8 MW). Entre las instalaciones más relevantes se encuentran:

- **DETISA** (Refinería) La Rábida I / GEPESA en Palos de la Frontera (49,9 MW).
- **Cogeneración II**, Parque Energético La Rábida (Moeve) en Palos de la Frontera (51,0 MW).
- **GEMASA** (Moeve Química/ GEPESA) en Palos de la Frontera (27,0 MW).
- **Atlantic Copper** en Huelva (11,5 MW).
- **VENATOR** en Palos de la Frontera (10 MW).
- **Sánchez Romero Carvajal** (SRC) en Jabugo (1,6 MW).

Dentro de la cogeneración, merecen una mención especial las centrales de residuos, en las que se produce energía eléctrica a partir de este tipo de material. Huelva cuenta con una de las tres plantas de generación eléctrica a partir de residuos ubicadas en Andalucía. Esta instalación se encuentra en Palos de la Frontera, utiliza aceites derivados de productos petrolíferos y tiene una potencia de 11,6 MW, [3.1]. El procesamiento de

este combustible en este tipo de central es el mismo que el de cualquier combustible convencional en una central térmica también convencional.

3.2.3. La apuesta por las energías renovables: crecimiento y diversificación

La provincia de Huelva ha realizado una firme apuesta por las energías renovables, incrementando significativamente su participación en el mix de generación eléctrica. A 30 de junio de 2025, la potencia de generación eléctrica renovable en Huelva asciende a 1.560,1 MW, lo que representa el 8,9% del total de Andalucía, [3.1]. Se presentan a continuación los distintos tipos de tecnologías que se pueden encontrar en la provincia.

BIOMASA PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Huelva es la provincia líder en Andalucía en generación eléctrica con biomasa, [3.1]. Esto se debe principalmente a las tres plantas instaladas en el complejo industrial de MAGNON en Huelva, que suman una potencia de 137,0 MW, lo que representa el 50% del total andaluz, [3.1]. Las plantas son ENCE I (40,95 MW), BIOMASA ENCE (50,00 MW) y ENCE HUELVA II (46,00 MW), [2.1]. Huelva cuenta con una planta de aprovechamiento del biogás de lodos de aguas residuales consumiéndose la electricidad producida en la misma depuradora. La potencia instalada en esta planta es de 0,3 MW. En el caso de MAGNON, la tecnología es la de una central térmica convencional con un combustible cuyas propiedades térmicas son variables en función de la biomasa disponible en cada momento. Esto complica el funcionamiento de la caldera, que necesita regularidad en las condiciones de presión y temperatura.

ENERGÍA EÓLICA

Mirando un mapa eólico de los muchos que hay publicados por distintas empresas e instituciones, el potencial eólico de Huelva es bajo. Por ejemplo,

mirando el atlas eólico europeo, [3.7], mostrado en la figura 3.1, se puede comprobar que no se distinguen núcleos con potencial eólico alto, así como en el “global wind atlas” mostrado en la figura 3.2.

FIGURA 3.1 | Vista de Huelva en el atlas eólico europeo

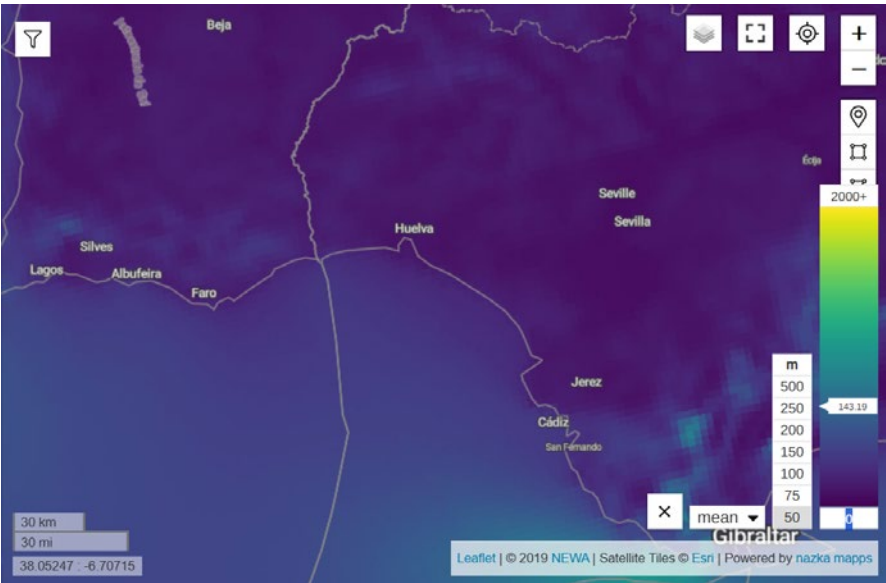
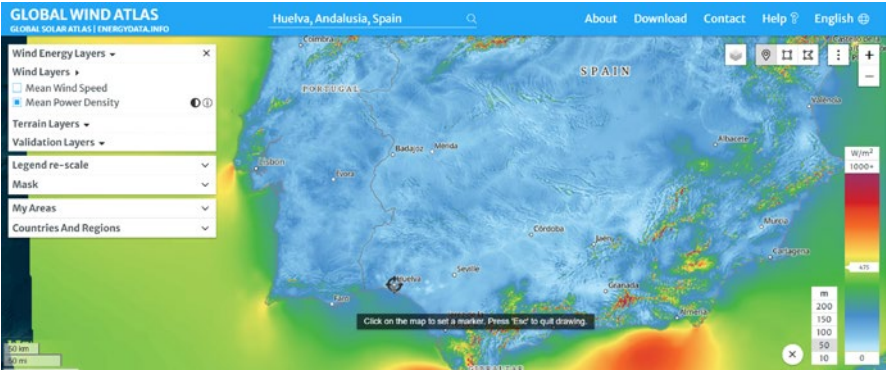


FIGURA 3.2 | Vista de Huelva en el “global wind atlas”



Sin embargo, la provincia cuenta con 14 parques eólicos en funcionamiento que, en conjunto, suman 456,7 MW de potencia, además de 14 parques de mini-eólica aislada que hacen 5,71 kW de potencia, [3.1]. Entre los parques eólicos destacan el de Montegordo en Ayamonte (48,00 MW) y Majal Alto en Puebla de Guzmán (50,00 MW), [3.1]. En la tabla 3.1 se muestran los parques eólicos conectados a red en Huelva.

TABLA 3.1 | Parques eólicos conectados a red en Huelva

Parque Eólico	Municipio	Potencia (MW)
Almendro (El)	Almendro (El)	43,50
Retuerta (La)	Almendro (El)	38,00
Tallisca (La)	Almendro (El)	40,00
Valdefuentes	Almendro (El)	28,00
Saucito	Alosno	30,20
Tharsis	Alosno	4,00
Ayamonte	Ayamonte	29,70
Montegordo	Ayamonte	48,00
Granado (El)	Granado (El)	14,45
Sardón (El)	Granado (El)	25,50
Cabezas (Las)	Puebla de Guzmán	17,40
Centenar (El)	Puebla de Guzmán	40,00
Majal Alto	Puebla de Guzmán	50,00
Lirios (Los)	San Silvestre de Guzmán	48,00
TOTAL		456,75

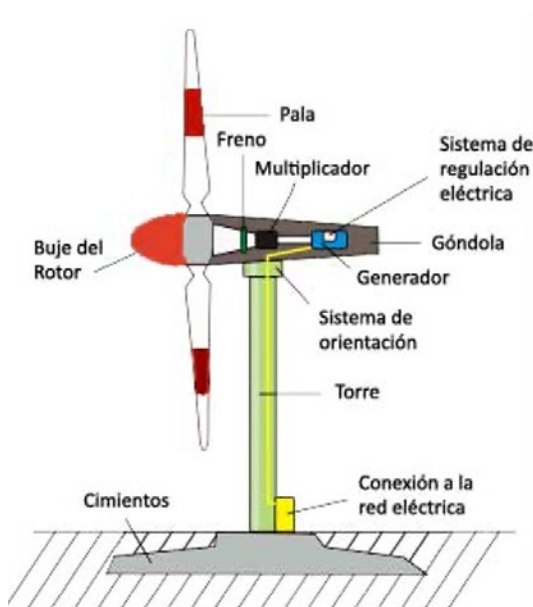
La tecnología de los grandes aerogeneradores ha cambiado poco en los últimos años, en los que el principal objetivo tecnológico ha sido aumentar la altura de las góndolas y el diámetro de los rotores. Y eso es así porque la potencia disponible en el viento que llega al rotor del aerogenerador es proporcional al cuadrado de su diámetro y al cubo de la velocidad del viento, que aumenta sensiblemente con la altura desde el suelo, ecuación 3.1.

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.1)$$

Donde P_d es la potencia eólica disponible, ρ es la densidad del aire, A es el área del rotor de la turbina eólica y v es la velocidad del viento a la altura del buje de la máquina, ver figura 3.3.

El aerogenerador tipo de gran potencia, figura 3.3, es una máquina rotatoria de eje horizontal con 3 palas y un generador asíncrono de doble alimentación (conexión a red directa por el estátor y mediante un par rectificador /inversor por el rotor), [3.9].

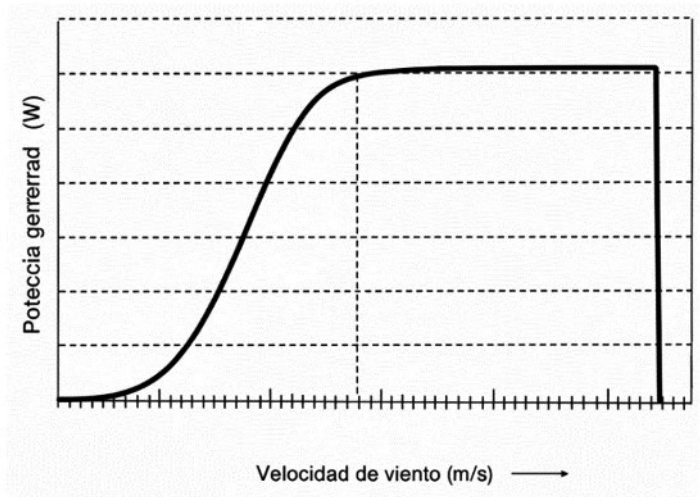
FIGURA 3.3 | Partes de un aerogenerador de eje horizontal



Con respecto al rendimiento o al porcentaje de potencia eólica que se convierte en potencia eléctrica útil en los bornes del generador, existe un límite teórico denominado límite de Betz del 59,63%, que solo considera el rendimiento eólico, al que hay que añadir el mecánico y el de los distintos elementos del sistema de producción (el variador de velocidad y el generador en sí mismo). En la práctica, el rendimiento de estas turbinas supera en poco el 40% en condiciones óptimas de trabajo.

Los aerogeneradores presentan una curva de potencia tipo similar a la presentada en la figura 3.4, [3.9]. Se puede ver en la misma que no proporciona potencia por debajo de una velocidad de viento mínima, que a partir de ahí comienza a proporcionar una potencia creciente pero menor que la nominal hasta que la velocidad de viento alcanza un valor determinado y que a partir de ese valor, denominado velocidad nominal, el aerogenerador proporciona su potencia nominal. Sin embargo, si la velocidad del viento sigue aumentando, llega un momento, coincidente con la velocidad de parada, en el que el aerogenerador tiene que parar por su seguridad. Esto significa que, a diferencia de una central térmica convencional, el parque eólico no produce su potencia nominal durante todo el año. Se define para medir esta característica propia de ciertas energías renovables el número de horas equivalente, que representa las

FIGURA 3.4 | Curva de potencia tipo de un aerogenerador de gran potencia



horas a las que la instalación tendría que haber trabajado a su potencia nominal durante un año para producir lo que ha producido realmente en ese periodo. El valor de las horas equivalentes depende de muchos factores, aunque el más importante es la disponibilidad de una velocidad de viento adecuada. Un valor usual de este parámetro en los parques eólicos está entre las 2.500 y las 3.000 horas anuales frente a valores de más de 8.000 en las centrales convencionales.

Los aerogeneradores necesitan para funcionar, sobre todo, una velocidad de viento mínima y estable. Tanto el valor como la estabilidad de la velocidad aumentan con la altura, razón por la cual el tamaño de estas máquinas va creciendo progresivamente. En este sentido, son cruciales los materiales, que deberán ser cada vez más ligeros, para permitir el incremento progresivo de la altura de la torre.

Otra parte fundamental de los parques eólicos son las infraestructuras eléctricas, que tienen como misión evacuar la potencia eléctrica producida por todas las máquinas que lo forman. Teniendo en cuenta que la potencia de una máquina puede llegar fácilmente a los 2 ó 3 MW y que se usan generadores eléctricos con una tensión de salida de 690 V, la intensidad correspondiente es de más de 3.000 A, lo que supondría unas pérdidas inasumibles en su transporte hasta la conexión con el sistema de potencia. Esto requiere que todos los aerogeneradores cuenten con transformadores para aumentar esa tensión a 20.000 / 30.000 V, reduciendo la intensidad a valores manejables con pérdidas asumibles. Con el aumento de la potencia de las máquinas, se están empezando a usar generadores eléctricos de media potencia, lo que permite la eliminación del transformador. Esto es así especialmente en los aerogeneradores “off-shore” (mar adentro).

En efecto, con las localizaciones terrestres con potencial eólico suficiente sobre-explotados, el futuro de la energía eólica está en el mar. Las instalaciones off-shore presentan ciertas ventajas e inconvenientes respecto a las “on-shore” (tierra adentro), que se pueden resumir en las siguientes, [3.10]:

- El recurso eólico existente en el mar es superior en términos de velocidad media, densidad energética y regularidad que en tierra firme.

- La altura de torre necesaria en el mar es menor que en tierra debido a que la rugosidad en el mar es menor, lo que hace a su vez que el efecto de la estela producida por las máquinas tarde más en disiparse. Esa estela hace necesaria una separación mínima entre máquinas, que es mayor en el mar. Esto es especialmente relevante en localizaciones donde no hay una dirección predominante de viento.
- La cimentación en el mar es mucho más cara.
- No hay infraestructuras eléctricas en el mar, por lo que su coste es mayor.
- La construcción y el mantenimiento del parque son más caros.

Hasta ahora, eran necesarias unas características mínimas de la plataforma continental para la construcción de parques “off-shore”, porque las máquinas debían ser cimentadas en tierra. Hoy día, las plataformas flotantes están técnicamente resueltas y esas características ya no son necesarias, lo que supone que los parques eólicos marinos puedan ser ubicados priorizando las características eólicas de los distintos emplazamientos. España cuenta con un prototipo de aerogenerador en plataforma flotante, que lleva años probando la eficacia de esta innovadora tecnología, [2.11], [2.12].

En cualquier caso, el golfo de Cádiz es el único lugar de la península Ibérica que cumple con esos requisitos de la plataforma continental, cosa que hace más económica la instalación de parques off-shore en nuestro territorio. Los problemas más importantes para el aprovechamiento de esas localizaciones suelen venir de la falta de aceptación social al proyecto.

Al contrario que los grandes aerogeneradores, controlados por complejos sistemas electrónicos, el control de los pequeños aerogeneradores no es electrónico y su simplicidad es una de sus características esenciales. Su baja altura hace que tengan que trabajar en condiciones de velocidad de viento muy variables y con poca estabilidad.

Además, funcionan con una velocidad de giro proporcional a la velocidad del viento. Por tanto, no pueden funcionar directamente conectados a la red eléctrica, sino que esa conexión se tiene que implementar a través de un par rectificador / inversor. Ese inversor producirá una corriente eléctrica con las condiciones requeridas para su conexión directa a la red. Además, la falta de estabilidad en la velocidad de aire a la altura del buje de estas pequeñas máquinas hace necesaria la instalación de baterías en el bus de continua existente entre el rectificador y el inversor. Esto hace que su producción se pueda controlar y, por lo tanto, optimizar. Los microaerogeneradores están actualmente poco extendidos porque las primeras experiencias no han sido del todo satisfactorias, debido principalmente a su ubicación en lugares con grandes turbulencias provocadas principalmente por los edificios en los que se instalan y otros de su entorno. La consecución de este importante requerimiento puede ayudar a la proliferación de este tipo de tecnología.

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un desarrollo muy destacado en Huelva. La provincia dispone de 948,1 MW de potencia fotovoltaica a 30 de junio de 2025, incluyendo tanto las instalaciones conectadas a red como las aisladas, lo que supone el 7,7% del total instalado en Andalucía, [3.1]. Un aspecto crucial es el crecimiento de las instalaciones de autoconsumo conectadas a red, con más de 8.200 instalaciones y una potencia instalada de 89,7 MW al mismo año, [3.1]. En la tabla 3.2 se presentan las plantas fotovoltaicas con una potencia instalada mayor de 10 MW en Huelva.

La tecnología fotovoltaica consiste en la producción de energía eléctrica a partir de la irradiancia solar directa. Las placas fotovoltaicas están fabricadas con elementos semiconductores que se excitan con la energía de los fotones solares, produciendo directamente una intensidad eléctrica constante (corriente continua).

En una ciudad como Huelva, que ostenta la denominación de Costa de la Luz, y en la que se puede disfrutar del mayor número de horas de luz de

la península Ibérica, [3.13], [3.14], es lógica la expansión de una tecnología como la solar fotovoltaica. Además de las grandes plantas (denominadas huertos solares), cada vez es más usual ver pequeñas instalaciones en los tejados / cubiertas de los distintos edificios, cuya producción se enmarca dentro de la generación distribuida.

TABLA 3.2 | Plantas fotovoltaicas con potencia instalada mayor de 10 MW en Huelva

Nombre	Municipio	Potencia (MW)
Rocío Hive	Almonte	27,08
Rolwind El Rocío 1	Almonte	47,00
Rolwind El Rocío 2	Almonte	47,00
Rolwind El Rocío 3	Almonte	19,95
Huelva 2020	Gibraleón	49,90
IFV Virgen Del Carmen	Gibraleón	20,00
Los Machos	Gibraleón	49,50
Colón 17	Huelva	18,10
FV San Antonio	Huelva	28,53
Huelva 2021	Huelva	40,92
La Luz I	Huelva	49,90

Nombre	Municipio	Potencia (MW)
La Luz II	Huelva	49,80
La Luz III	Huelva	19,20
La Luz IV	Huelva	19,20
La Luz V	Huelva	19,20
La Luz VI	Huelva	19,20
La Luz VII	Huelva	19,20
FV Palma Hive	Palma del Condado (La)	21,58
FV Andévalo	Puebla de Guzmán	49,98
FV Guzmán 1	Puebla de Guzmán	49,59
IFV Valcasado	San Juan del Puerto	19,80
PSFV Niebla I, S.L.	San Juan del Puerto	49,90

La tecnología fotovoltaica, como otras solares y renovables en general, es difusa (con un rendimiento relativamente bajo) y descentralizada, lo que significa que requiere de un espacio mucho mayor que otras tecnologías para conseguir la misma potencia. En efecto, una central térmica convencional o de ciclo combinado ocupa mucho menos espacio que otra fotovoltaica de la misma potencia. Esto trae consigo dos consecuencias principales: la necesidad de dar otros usos al terreno ocupado por un huerto solar y la necesidad del fomento de las plantas de autoconsumo y generación distribuida.

Con respecto a la primera, se están desarrollando proyectos piloto que fusionan fotovoltaica y agricultura, [3.13] - [3.14]. Aunque indiscutiblemente los huertos solares pueden introducir cambios en los ecosistemas existentes, esos cambios no tienen por qué ser perjudiciales sino nuevas oportunidades.

Con respecto a la segunda consecuencia, gracias a las directrices reglamentarias de los últimos años, la generación distribuida está proliferando y cada vez hay más consumidores que instalan placas en sus hogares y que consiguen disminuir sus facturas eléctricas. Aunque la normativa abre la puerta a cualquier tecnología de generación distribuida, la más extendida con diferencia es la fotovoltaica. Esto se debe principalmente a la simplicidad de la instalación y a la estabilidad de funcionamiento, caracterizado por la curva característica de las placas fotovoltaicas, que va variando a lo largo del día por su alta dependencia con la irradiancia solar.

En la figura 3.5 se presenta la curva característica de una placa fotovoltaica en condiciones de irradiancia estándar (1000 W/m²). Sin embargo, la irradiancia es nula hasta el amanecer, creciente hasta las 12:00 solares y decreciente hasta el ocaso, lo que hace necesario también en el caso de esta tecnología considerar el parámetro de horas equivalentes, que será considerablemente menor que las 8.760 horas anuales. Ese número de horas equivalentes fotovoltaicas será tanto mayor cuanto mayor sea la irradiancia y el número de horas de sol en cada emplazamiento. En la provincia de Huelva, el número de horas equivalentes está por encima de las 3500, [3.15] - [3.16]. La figura 3.6 presenta las mismas curvas que la 3.5 a dos niveles de irradiancia distintos: la estándar y la mitad.

El número de instalaciones de autoconsumo conectadas a red, es decir, de consumidores de la red eléctrica que generan su propia electricidad a partir de energía solar para autoconsumirla y reducir su factura eléctrica, se estima en Huelva en más de 9.100 instalaciones con una potencia instalada de 100,0 MW a 30/06/2025 [3.17]. Estas instalaciones de autoconsumo presentan un gran potencial para el sistema de potencia. Por ejemplo, estas instalaciones pueden ayudar a mejorar la estabilidad del sistema mediante el aprovechamiento de la demanda flexible, [3.18], que es la capacidad de los consumidores (industriales, comerciales y residenciales) de ajustar su consumo de energía en respuesta a señales externas, como el precio o la disponibilidad de renovables, para ofrecer servicios al sistema eléctrico y reducir costes [3.19].

FIGURA 3.5 | Curva característica de una placa fotovoltaica

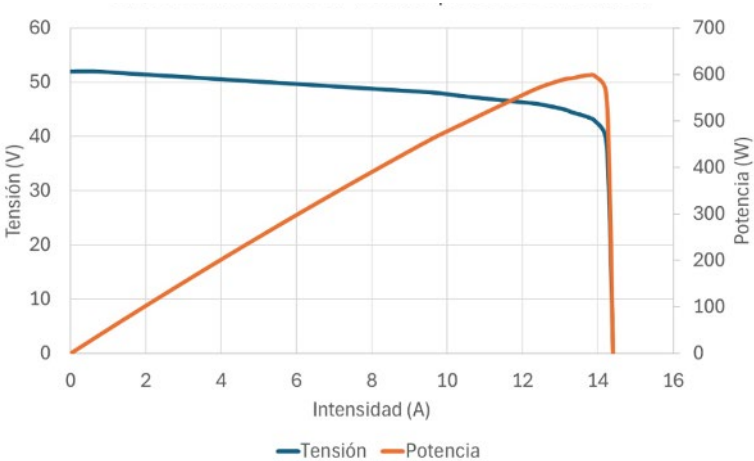
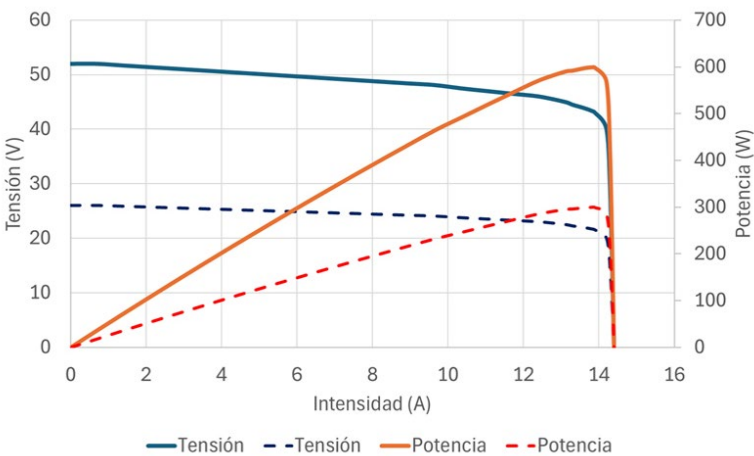


FIGURA 3.6 | Curvas características de una placa fotovoltaica con irradiancia estándar y con la mitad



ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

Aunque no tan prominente como otras renovables debido a la orografía más llana de la provincia, que no propicia un mayor aprovechamiento hidroeléctrico, Huelva cuenta con 3 centrales hidroeléctricas en funcionamiento, que totalizan 13,5 MW de potencia, [3.1]. Esto representa el 2,1% de la capacidad hidroeléctrica regional, [3.1]. Las centrales son Chanza (4,50 MW) en El Granado, Aracena (4,50 MW) en Puerto Moral, y Zufre (4,50 MW) en Zufre, [3.1]. La decreciente pluviosidad hace difícil el crecimiento de esta tecnología en la provincia.

Técnicamente existen distintos tipos de centrales hidroeléctricas. Las de presa y potencias altas llevan décadas siendo explotadas y conforman un instrumento fundamental para el operador del sistema eléctrico en su función de garante del suministro eléctrico. Esto es porque funcionan bombeando agua desde las grandes presas y su puesta en marcha o su parada son sencillas y rápidas. La figura 3.7 muestra una foto de la de la presa de Aldeadávila, [3.20].

FIGURA 3.7 | Foto de la central hidráulica de presa (y regulación) de Aldeadávila



También hay centrales de agua fluyente, con una potencia sensiblemente menor que las anteriores que se instalan en los cauces de los ríos y funcionan cuando hay caudal suficiente. Este tipo de central suele presentar un número de horas equivalentes pequeño en lugares donde la pluviometría es baja. En la figura 2.8 se muestra una fotografía de la Central Hidroeléctrica Bermejales, ubicada en Arenas del Rey (Granada), la cual tiene una producción media de 2 GWh y una potencia de 2,1 MW, [3.21].

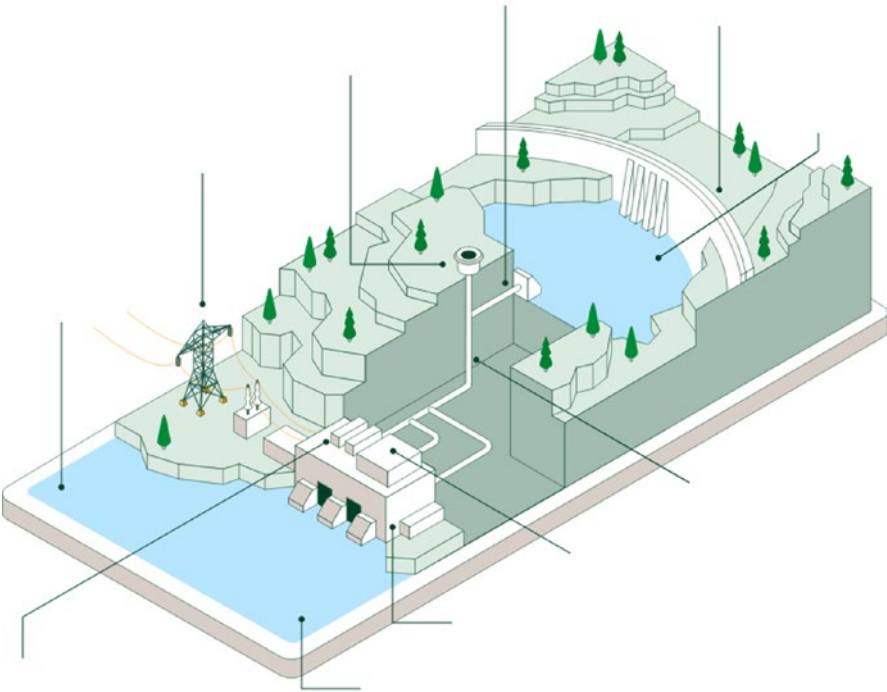
FIGURA 3.8 | Central hidroeléctrica Bermejales



Por último, las centrales hidráulicas de bombeo funcionan como sistemas de almacenamiento de energía. El agua se hace circular entre dos embalses, uno alto y otro bajo, según convenga poner potencia en el sistema o sustraerla, figura 3.9. Son un instrumento valioso para el operador del sistema porque ayudan a aumentar su estabilidad y fiabilidad.

Los requerimientos técnicos para instalar este tipo de central son poco exigentes y se podrían construir en cualquier lugar, aunque la existencia inicial de ríos caudalosos y desniveles importantes hace más económica y viable su construcción.

FIGURA 3.9 | Esquema de una central de bombeo, [2.22]



ENERGÍA OCEANOTÉRMICA

Huelva es sede de una instalación única en Andalucía que emplea una energía residual para generar electricidad: el frío procedente de la vaporización de gas natural licuado (GNL). Esta planta, ubicada en Palos de la Frontera, tiene una potencia de 4,5 MW y aprovecha las diferencias de temperatura entre la corriente de GNL y el medio ambiente (masa oceánica atlántica), siendo clasificada como instalación oceanotérmica, [3.1].

Realmente, existen numerosas tecnologías catalogadas como energías oceánicas o marinas, entre las que las más conocidas son la mareomotriz (de las mareas) y la undimotriz (de las olas), aunque en los últimos años está cobrando importancia la de las corrientes marinas. En general, estas tecnologías son todavía caras y están lejos de su rentabilidad económica. Además, en la mayoría de los casos, presentan unos requisitos exigentes para su implementación.

Por ejemplo, la energía undimotriz requiere de la existencia de una altura de ola mínima y un oleaje lo más estable posible. Lo primero puede encontrarse en numerosas ubicaciones, pero lo segundo no. Además, el hecho de la inexistencia de esa estabilidad y la extrema diferencia de tamaño entre unas olas y otras a lo largo del tiempo hace disminuir considerablemente la eficiencia de este tipo de sistema. En efecto, la tecnología undimotriz requiere de sistemas sobredimensionados para soportar ese tamaño de ola extrema, aunque éstas sean poco numerosas y el sistema esté casi todo el tiempo funcionando a potencias parciales, mucho menores que la nominal. No existen muchas centrales de este tipo en España. La mayor es la de Mutriku en el País Vasco, [3.23]. En Huelva no existe ninguna actualmente.

Con respecto a la energía mareomotriz tradicional, consiste en la construcción de grandes centrales en la desembocadura de los ríos (deltas o estuarios), que almacenan agua en mareas crecientes y la bombean generando energía eléctrica en las decrecientes. Esto requiere grandes rangos de marea que no son demasiado frecuentes. Además, ese lugar con rango alto de marea tiene que contar con un río apropiado que albergue la instalación. Hay muy pocas instalaciones de este tipo en el mundo. Un ejemplo claro es la de la Rance en Francia, figura 3.10.

En los últimos años, se está estudiando la posibilidad del aprovechamiento de la energía mareal para producir energía eléctrica con dispositivos de pequeña potencia en la categoría de generación distribuida. Consiste esta tecnología en instalar una turbina en la desembocadura de un río, de forma que aproveche las corrientes de marea llenante y vaciante. Se presume que este tipo de tecnología puede ser en unos años un ejemplo más de generación distribuida en zonas costeras. En concreto, la Universidad de Huelva está desarrollando actualmente un proyecto dentro del que se está construyendo una variante del aerogenerador vertical kliux, [2.25], para ser instalado en un pantalán del club náutico La Marina del Odiel, [2.26]. Una vez concluido el proyecto, Huelva contará con el primer prototipo de turbina

de aprovechamiento de corrientes mareales en el mundo. Las turbinas más parecidas que existen actualmente son las de aprovechamiento de las grandes y previsibles corrientes marinas, que producen del orden de megavatios, [2.27], a diferencia de la que se propone en el proyecto, que entra dentro de las tecnologías de generación distribuida en zonas costeras.

FIGURA 3.10 | Central mareomotriz de la Rance, [3.24]



GENERACIÓN TÉRMICA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES

Además de la generación eléctrica, las energías renovables en Huelva juegan un papel importante en la producción de calor para diversos usos. Se repasan a continuación las principales aplicaciones.

ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

Andalucía es la comunidad autónoma con la mayor superficie instalada de captadores solares térmicos a nivel nacional, [3.1], lo que concuerda con ser además una de las comunidades con mayor irradiancia solar. En Huelva, a 31 de diciembre de 2023, la superficie instalada ascendía a 90.396 m², [3.1]. Estas instalaciones se utilizan para diversas aplicaciones, destacando como comunes la de producción de agua caliente sanitaria en el Hospital Juan Ramón Jiménez (Huelva) o la climatización de piscinas públicas en ayuntamientos como Bollullos Par del Condado y San Juan del Puerto, [3.1].

La tecnología de solar térmica consiste en el calentamiento de un fluido a partir de la irradiancia solar. Según la temperatura objetivo del fluido se usará una tecnología u otra: colectores planos para temperaturas hasta 60-80 °C, colectores cilindro-parabólicos para temperaturas hasta 400-500 °C y centrales de torre, discos parabólicos u hornos solares para temperaturas mayores, [2.28]. La figura 2.11 muestra una fotografía de una instalación solar térmica. En concreto se trata de un equipo compacto, con colector de baja temperatura y depósito acumulador. La figura 2.12 muestra la fotografía de una instalación de colectores cilindro-parabólicos situada en la plataforma solar de Almería. La figura 3.13 muestra la fotografía de la central de torre

FIGURA 3.11 | Equipo compacto de solar térmica a baja temperatura



FIGURA 3.12 | Instalación de colectores cilindro-parabólicos, [3.28]



de Abengoa situada en Sanlúcar la Mayor, Sevilla. La figura 3.14 muestra la

FIGURA 3.13 | Central de torre situada en Sanlúcar la Mayor, Sevilla



foto de discos parabólicos.

FIGURA 3.14 | Discos parabólicos



La superficie de colectores instalados en Huelva corresponde a colectores planos. El fluido caliente se usa, como se indicó anteriormente, para calentamiento de agua sanitaria o calentamiento de piscinas, pero también para calefacción o refrigeración. Este tipo de instalación no debe sobredimensionarse y suele necesitar una energía de apoyo. En las viviendas unifamiliares se suelen usar los equipos compactos, mucho más sencillos y simples que las instalaciones más grandes. Hasta el despegue de la tecnología fotovoltaica, estos equipos compactos eran los que se veían en las cubiertas de los edificios. Hoy día se ven más placas fotovoltaicas que instalaciones de energía solar térmica, debido principalmente a la mayor aplicabilidad de la energía producida por la fotovoltaica en un edificio y a su rentabilidad económica creciente. Además, existen otras tecnologías

renovables que producen agua caliente sanitaria o calefacción en edificios, como la biomasa.

No existen en Huelva instalaciones de colectores cilindro-parabólicos, cuya principal aplicación es la producción de vapor de agua industrial, o centrales de torre ni discos parabólicos, que se usan principalmente para producir energía eléctrica.

BIOMASA PARA USOS TÉRMICOS

La biomasa es un combustible rentable y versátil para la generación de energía térmica. Andalucía es líder nacional en su consumo para este fin, aprovechando la tradición oleícola de la región, [3.1].

En los últimos años también ha habido un crecimiento de instalaciones en los sectores residencial y de servicios. El incremento del uso de la biomasa para calefacción y para producción de agua caliente sanitaria en edificios ha supuesto asimismo una mejora en la calidad del combustible destinado a estas instalaciones, que precisan de un combustible más limpio y con una granulometría homogénea que permita la automatización de las instalaciones, a la par que se minimice la producción de cenizas y la emisión de partículas o de olores no deseados. En la provincia de Huelva en 2023 se consumió el 3,3 % de la biomasa de uso térmico andaluz, lo que supuso 14,8 ktep de biomasa, [3.1].

A 30/06/2025, la provincia de Huelva cuenta con 1.010 instalaciones de biomasa para usos térmicos, que suponen una potencia térmica instalada de 45,3 MW. Algunas instalaciones son destacables por su dimensión o por su uso para aplicaciones menos extendidas (climatización de piscinas, invernaderos, etc.):

- Generación térmica con biogás de 5,5 MW en una industria agroalimentaria en el municipio de Villanueva de los Castillejos.
- Climatización del hotel en Ayamonte con una caldera de 1 MW.
- Climatización con biomasa de la residencia Lerdo de Tejada en Ayamonte con una potencia de 300 kW.

La mayoría de este tipo de instalaciones son calderas para calefacción y calentamiento de agua caliente sanitaria en edificios. Y la biomasa suele ser tipo pellets, aunque también las hay de biogás, como se señala en las que se destacan arriba.

No existen en la provincia de Huelva instalaciones de gasificación, sí en otras provincias andaluzas, aunque su explotación aún está a nivel experimental.

GEOTERMIA

Las instalaciones geotérmicas aprovechan el calor del subsuelo para la climatización de edificios y la producción de agua caliente sanitaria, [3.1]. Aunque aún en una fase inicial de desarrollo, esta tecnología presenta un gran potencial. En Huelva, la potencia geotérmica renovable instalada para satisfacer demandas de calefacción era de 110,4 kW a 30 de junio de 2025, representando el 2,3% del total andaluz, [3.1]. Esta tecnología no se puede instalar en cualquier sitio sino en una ubicación en la que exista una anomalía geotérmica. Esto es un lugar en el que el gradiente térmico del suelo provoque una temperatura en la superficie mayor que la usual. A mayores temperaturas superficiales, mayor potencial térmico. La mayoría de los existentes se explotan ubicando instalaciones de aguas térmicas o balnearios. Otro tipo de instalaciones requeriría temperaturas superficiales mucho mayores.

OPORTUNIDADES DE NUEVAS FUENTES RENOVABLES EN HUELVA

Además de la realidad que supone la generación eléctrica fotovoltaica y eólica en la provincia de Huelva, hay que considerar otras oportunidades de desarrollo de energías renovables, algunas de ellas en campos ya comentados en el presente capítulo.

- **Termosolar:** en la provincia de Huelva no existen instalaciones para producir energía eléctrica con tecnología termosolar. Sería

interesante incentivar de algún modo la instalación de algunas de estas plantas en la provincia, ya que generan bastantes puestos de trabajo en su operación y mantenimiento, ayudando a luchar contra la despoblación. Andalucía es pionera en esta tecnología teniendo empresas referentes a nivel mundial, por lo que además hablamos de crecimiento de la economía andaluza en general.

- **Eólica solar:** es una tecnología bastante desconocida de la que sólo ha existido una planta semi-comercial cerca de Herrera de la Mancha desde 1982 hasta 1989 (fecha en la que fue derribada por un temporal). Se basa en un campo de invernaderos donde se calienta el aire que sale a través de una chimenea central que tiene en su interior un generador eólico. Posteriormente se planteó una planta mayor en Fuente el Fresno y varias de gran potencia en Australia, no realizándose ninguna hasta el momento. Sería interesante estudiar su posible desarrollo en Huelva combinado con explotaciones agrícolas y con generación fotovoltaica de láminas transparentes a ciertas longitudes de ondas.
- **Agrovoltaica:** este concepto no está todavía recogido por la RAE, y se refiere a la combinación de agricultura y producción fotovoltaica en el mismo espacio, es decir, esta tecnología consiste en combinar instalaciones fotovoltaicas con explotaciones agrícolas y/o ganaderas. Es una tecnología por desarrollar y de la que se están haciendo interesantes experiencias. En general se pueden conseguir rendimientos económicos del 160% frente al empleo de sólo agricultura o sólo producción fotovoltaica; así, si se dedica una hectárea a agricultura (100% rendimiento agrícola y 0% rendimiento energético) y otra hectárea a energía fotovoltaica (0% rendimiento agrícola y 100% rendimiento energético) el rendimiento obtenido sería 100%, pero si en las dos hectáreas hacemos una instalación agrovoltaica (por ejemplo con 80% rendimiento agrícola y 80% rendimiento energético en cada una) se podría hablar de un 160% de rendimiento agrícola y energético. En ciertos cultivos, la instalación de generadores fotovoltaicos en altura incrementa el rendimiento del cultivo (se ha constatado en patatas un 105% de rendimiento) a la vez que se obtiene entre el 80 y el 90% de la energía de un parque fotovoltaico intensivo. Hay

varias disposiciones posibles dependiendo del cultivo y del ganado, pudiendo ser fijas o móviles, verticales o inclinadas, etc., pero todas deben cumplir la máxima de que deben permitir la convivencia de las actividades citadas buscando que el rendimiento combinado sea el mayor posible. En Huelva existen grandes posibilidades para el desarrollo de estas tecnologías, siendo necesario el apoyo inicial de las administraciones a experiencias piloto que permitan descubrir cuáles son las mejores combinaciones y adaptaciones a nuestros cultivos y potencia solar.

- **Hidráulica y minihidráulica:** las posibilidades de la hidráulica vienen dadas por la capacidad de regulación de sus embalses y las alturas de estos. Está previsto algún aprovechamiento en la Presa de La Alcolea cuando se termine, algo que no se espera antes de 2037, existiendo posibles aprovechamientos de energía minihidráulica en las largas líneas de transporte, tanto en las existentes de la cuenca del Chanza/Piedras a Huelva capital, como en las futuras de la cuenca del Odiel, aunque no está contemplado este uso ni se conoce tampoco ningún estudio serio al respecto, sólo algún esbozo de estudio.
- **Marina:** hay evidencias y conocimiento de que entre Cádiz y Faro funcionaron en su momento más de 70 molinos mareales, aunque actualmente no exista ningún aprovechamiento ni mareal ni marino. La capacidad de generación de este tipo de energías es muy limitada en Huelva, pero no por ello despreciable teniendo en cuenta las necesidades existentes. De entre todos los tipos existentes (gradiente salino, mareal, corrientes marinas, gradiente térmico y undimotriz / oleaje), para la costa onubense sólo el tipo mareal tiene cierto interés, y especialmente aprovechando las corrientes mareales que se forman en los estuarios y en las desembocaduras de los ríos buscando lugares que no entren en conflicto con el tráfico naval ni con las actividades náuticas que se dan en dichos lugares, por lo que se reduce prácticamente a las zonas bajo los puentes y pantalanés. Aunque su funcionamiento es discontinuo (sólo lo hace cuando hay corriente mareal) y por tanto no puede dar energía cuando se requiere, tiene la ventaja de ser muy fiable en la predicción de la producción

que va a generar porque se sabe perfectamente el horario de mareas y su coeficiente, y por tanto la corriente generada, salvo en periodos de fuertes lluvias que ocasionan distorsiones en dichas corrientes si el equipo está ubicado en la desembocadura de un río. Como se comentó anteriormente, actualmente se está desarrollando un proyecto para la instalación de una turbina mareal en el río Odiel; algunos de los autores de este libro son miembros del grupo de investigación que lo desarrolla.

- **Geotérmica:** es una energía que no se usa actualmente en la provincia de Huelva y que, aunque de forma marginal, tiene posibilidades gracias a los nuevos materiales y a las nuevas tecnologías con el empleo, por ejemplo, de bombas de calor. La abundancia de energía solar en la provincia de Huelva ha dejado a esta energía totalmente olvidada sin desarrollo alguno de importancia que reseñar ni proyectos conocidos en estudio, ni tan siquiera constan estudios serios de sus posibilidades de explotación, a pesar de las capacidades que podría tener desde dos ámbitos para el aprovechamiento de la geotermia de baja temperatura. Por un lado, se puede aprovechar el calentamiento del terreno de alta insolación, como ocurre en la mayor parte de Huelva, y por otro se puede aprovechar la energía contenida en las aguas subterráneas, especialmente la que está afectada por corrientes mareales de continua renovación cercanas a la costa, teniendo Huelva un evidente recurso en este campo también que está pendiente de estudio y evaluación.
- **Valorización energética de residuos:** esta energía tiene actualmente un fuerte rechazo desde ciertos sectores de la población, cuando es, actualmente, la única solución viable tecnológicamente para gran cantidad de residuos generados. Aunque la provincia de Huelva tiene una población pequeña, tiene suficiente entidad para plantearse el aprovechamiento de este tipo de energía, apoyado además por la presencia en Nerva del mayor centro de gestión de residuos de todo tipo en Andalucía. Hoy día no tiene sentido la oposición que se hace a esta fuente de energía cuando países como los escandinavos, Alemania o Bélgica lo tienen totalmente incorporado y desarrollado. A todo ello hay que sumar la existencia de una cementera operativa

y con capacidad y tecnología para la incorporación de residuos entre sus materias primas y sus fuentes energéticas, instalación ideal para el aprovechamiento energético de ciertos residuos por la seguridad que implica, de hecho, en la crisis de las “vacas locas” fueron los lugares empleados para la destrucción de todo aquello que pudiera estar contaminado ya que las altas temperaturas (2.000 °C en la llama, hasta 1.800 °C en los gases y 1.450°C en la clinkerización), y los altos tiempos de residencia, garantizan la destrucción de toda la materia orgánica. Desde las administraciones se debe incentivar el aprovechamiento energético de los residuos para los que no hay todavía tecnología de recuperación o reciclado, de esa forma, además de la recuperación energética con la disminución en el uso de combustibles fósiles, se disminuye en un alto porcentaje el volumen de residuos que se destinan a depósito/vertedero finalista, algo muy importante a tener en cuenta con unos objetivos marcados que están muy lejos de su cumplimiento.

3.3. Infraestructuras de Hidrocarburos y Biocarburantes

Aunque se tratarán las infraestructuras energéticas en el capítulo 4, es importante señalar aquí que la provincia de Huelva no solo destaca en generación eléctrica, sino que también es un centro neurálgico para las infraestructuras de gas y petróleo, así como para la producción de biocarburantes. Huelva lidera la capacidad instalada de producción de biocarburantes en Andalucía, con un total de 712,8 ktep/año, lo que representa el 55,6% de la capacidad regional a 30 de junio de 2025, [3.1].

La provincia cuenta con:

- Dos plantas de biodiésel (BIOOILS I y GUNVOR -Biosur-) que suman 538,4 ktep.
- Una planta de ETBE (EtilTerButil-Éter) de 9,9 ktep.

- Una planta de HVO (Hidrobiodiésel) de 36,9 ktep.

Las plantas de ETBE y HVO son unidades de producción del Parque Energético La Rábida de Moeve.

La urgencia de tomar medidas contra el cambio climático ha propiciado la generación de regulación. Entre otros, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico publicó la Orden TED/1375/2023, de 21 de diciembre [3.30], que toma el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) 2023-2030 [3.31] como marco para la nueva planificación de la red eléctrica. El principal objetivo del PNIEC es reducir al 32 % las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 con respecto a 1990. Para alcanzar estos objetivos, las energías renovables deben contribuir con el 81 % de la generación en 2030, con especial énfasis en el autoconsumo.

Con respecto al transporte, serán necesarios medios de transporte con emisiones nulas. Aunque todavía no está claro cuál será la tecnología predominante, los vehículos eléctricos son una posibilidad para el transporte ligero. Sin embargo, grandes camiones, barcos, aviones... tendrán que ir a motores de combustión que funcionen con hidrógeno o con biocarburantes. Por tanto, la necesidad de ambos será un hecho en pocos años.

Además, Huelva produce otros biocombustibles sólidos. Dispone de dos fábricas de pellets (en Hinojos y Palos de la Frontera), ambas con sello de calidad EnPlus, que tienen una capacidad total de producción de 4,45 ktep/año (9,0% de la capacidad andaluza), [3.1]. Además, existen dos plantas de producción de astillas en Hinojos y San Juan del Puerto, [3.1].

Por tanto, la provincia de Huelva se revela como un territorio con una complejidad y una relevancia energética excepcionales dentro del panorama español y andaluz. Además, Huelva está inmersa en una dinámica de transición energética, con un crecimiento notable en la potencia instalada y la generación a partir de fuentes renovables, [2.1]. La biomasa para generación eléctrica, la energía eólica y, especialmente, la solar fotovoltaica (incluido un número creciente de instalaciones de autoconsumo), están consolidando su posición en el mix energético de la provincia. La presencia de una instalación oceanotérmica única destaca el espíritu innovador de Huelva en la búsqueda de soluciones energéticas.

3.4. Referencias bibliográficas del capítulo 3

- [3.1] **Consejería de Industria, Energía y Minas**. Agencia Andaluza de la Energía. Junta de Andalucía. INFORME DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS Provincia HUELVA Actualización: 30 de junio de 2025
https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Infraestructuras/Informe_Prov_HU_MIEA.pdf
- [3.2] **Vicepresidencia Tercera del Gobierno**. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Balance Energético 2024
[https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/energia/files-1/balances/Estadisticas/ims_nov_2024/10002%20Balance%20energ%C3%A9tico%20\(Anual\)-ref2023_def.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/energia/files-1/balances/Estadisticas/ims_nov_2024/10002%20Balance%20energ%C3%A9tico%20(Anual)-ref2023_def.pdf)
- [3.3] **Vicepresidencia Tercera del Gobierno**. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Secretaría de Estado de Energía, Dirección General de Planificación y Coordinación Energética. Balance Energético de España 2023
https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/energia/files-1/balances/Publicaciones/Documents/balance-definitivo-2023/Balance%20Energ%C3%A9tico%20Espa%C3%B1a%202023_v1.pdf.
- [3.4] **Agencia Andaluza de la Energía**. Datos Energéticos de Andalucía 2023
https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Planificaci%C3%B3n/DEA_2023_web_20250210.pdf
- [3.5] **Red Eléctrica**. El sistema eléctrico en Andalucía 2024
<https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2025/07/downloadable/Andaluc%C3%ADa.pdf>
- [3.6] **Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico**, Gobierno de España. Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes
https://ga.prtr-es.es/informes/fichacomplejo.aspx?Id_Complejo=5053

[3.7] Atlas eólico europeo

<https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>

[3.8] Global Wind Atlas

<https://globalwindatlas.info/en/>

[3.9] Villarubia López, Miguel. Ingeniería de la Energía Eólica. Editorial Marcombo. Colección NUEVAS ENERGÍAS, 2011. ISBN: 978-84-267-1580-7.

[3.10] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Gobierno de España. Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar

<https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias.html>

[3.11] OREgaua, DemoSATH

<https://oregaua.org/proyectos-ore/demosath/>

[3.12] Euskadi.eus

<https://www.euskadi.eus/gobierno-vasco/-/noticia/2025/el-consejero-mikel-jauregi-visita-demosath-primer-aerogenerador-marino-flotante-del-estado-ubicado-frente-costa-bizkaia>

[3.13] Web corporativa de Solarwine

<https://solarwine.es/>

[3.14] Web corporativa de AgroSol

<https://interreg-sudoe.eu/proyecto-interreg/agrosol/>

[3.15] Powen. ¿Cuántas horas de sol hay en España por provincias?

<https://powen.es/numero-horas-solares-en-espana/>

[3.16] **Greening Energy.** ¿Cuántas horas de sol al año hay en cada provincia de España?

<https://www.lideraenergia.com/cuantas-horas-de-sol-al-ano-hay-en-cada-provincia-de-espana/>

[3.17] **Secretaría General de Energía,** registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica e instalaciones sin excedentes

<https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/energias-renovables/registro-administrativo.html>

[3.18] **Entra, agregación y flexibilidad.** Hoja de Ruta para la flexibilidad de la demanda en España

<https://entra-coalicion.com/wp-content/uploads/2022/11/Hoja-de-Ruta-de-la-Flexibilidad-de-la-Demanda-en-Espa%C3%B1a-4.pdf>

[3.19] **Jesus Clavijo-Camacho, Gabriel Gomez-Ruiz, J.A. Hernández Torres and Reyes Sanchez-Herrera.** Day-ahead TCLs dispatch optimization: An integer genetic algorithm approach based on microgrids composition. *Energy and Buildings* 347.B (2025) 116403

<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2025.116403>

[3.20] **Iberdrola.** Central hidroeléctrica de Aldeadávila

<https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-hidroelectrica/central-hidroelectrica-presa-aldeadavila>

[3.21] **Cuerva.** La central hidroeléctrica en España: ¿cuántas hay y dónde se encuentran?

<https://cuervaenergia.com/es/comunidad/sostenibilidad/central-hidroelectrica-en-espana/>

[3.22] **Iberdrola.** Descubre cómo funcionan las centrales de bombeo y su papel esencial en el almacenamiento energético en España (<https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/almacenamiento-energia/central-bombeo>)

[3.23] **Mutriku**. Planta undimotriz de Mutriku

<https://www.mutriku.eus/es/turismo/mutriku/planta-olas>

[3.24] **Wikipedia**. Rance tidal power plant

https://es.m.wikipedia.org/wiki/Archivo:Rance_tidal_power_plant.JPG

[3.25] **Kliux**

<https://www.kliux.com/>

[3.26] **La Marina del Odiel**

<https://marinadelodiel.es/>

[3.27] **Som Innport**

<https://www.sominnport.cat/es/turbinas-submarinas-para-generar-energia-renovable-mareomotriz/>

[3.28] **IDAE**. **Manuales de energías renovables**. Energía solar térmica

https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_10374_energia_solar_termica_06_8a90370e.pdf

[3.29] **CIEMAT**. Archivo fotográfico

<https://www.psa.es/es/multimedia/fotos.php>

[3.30] **Orden TED/1375/2023**, de 21 de diciembre, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2030, Boletín Oficial del estado Núm. 306 Sábado 23 de diciembre de 2023 Sec. III. Pág. 171008.

[3.31] **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030**

<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>

4 Huelva como nodo logístico energético

4.1. Introducción

El consumo de energía por los humanos está relacionado con el avance y la prosperidad de los países. A medida que las sociedades han ido evolucionando, el consumo de energía en los humanos ha ido creciendo de manera significativa. A lo largo de la historia se han utilizado diferentes técnicas que permitían utilizar la energía presente en la naturaleza, molinos de agua aprovechando pequeños saltos o molinos de viento, quizás sean los primeros ejemplos que pasan por nuestra mente. Aún hoy, podemos visitar algunas instalaciones de este tipo que se conservan a lo largo de nuestra provincia (ver figura 4.1).

Frente a esa necesidad energética, los humanos han estado buscando nuevas fuentes de energía, formas de utilizarla o transformarlas, de transportarla o almacenarla. Disponer de energía es una necesidad, pero es fundamental que se pueda utilizar en el momento que se necesita y, en muchos casos, que se pueda transformar en otro tipo de energía de manera útil. Disponer de energía en el momento en que se necesita está relacionado con el concepto de ser “gestionable”. Por ejemplo, un molino de agua aprovecha el flujo del agua para crear el movimiento de la máquina principal. El flujo de agua se hace circular por la máquina hidráulica cuando se requiere, basta con controlar una compuerta que regule el caudal de agua. La única condición es disponer del caudal de agua necesaria. Hoy en día se sigue aprovechando este tipo de energía en las centrales eléctricas hidráulicas, donde el principio básico sigue siendo el mismo, el aprovechamiento de la energía cinética y/o potencial del agua.

La fuente primaria de energía no suele estar disponible en el lugar y momento en el que se necesita, por lo que se requiere de una infraestructura que permita su transporte para acercarla al lugar de consumo y en muchos casos almacenarla para que se pueda utilizar en el momento en el que se requiere. Todo ello precisa de una logística que puede variar en función del tipo de fuente primaria que se utilice. En capítulos anteriores se ha puesto de manifiesto cómo la provincia de Huelva, por su situación geográfica y condiciones climáticas se ha convertido en un importante núcleo energético para nuestro país.

FIGURA 4.1 | Molino el Rincón (La Palma del Condado). Molino harinero sobre el río Tinto



FUENTE: Fundación Patrimonio Industrial de Andalucía

La infraestructura energética incluye todos los sistemas e instalaciones que permiten la generación, transmisión y distribución de energía. Ejemplo de estas son las plantas de energía, redes eléctricas, oleoductos y gasoductos. Las infraestructuras energéticas son fundamentales para el desarrollo y el bienestar de cualquier país. Éstas aseguran que hogares, industrias y servicios públicos tengan acceso a la energía necesaria para funcionar de manera eficiente y segura. Además, una infraestructura energética bien desarrollada es clave para impulsar el crecimiento económico, reducir la pobreza y promover un desarrollo sostenible.

En este capítulo se presentan y analizan las infraestructuras logísticas existentes en la provincia de Huelva relacionadas con el petróleo, el gas natural y la energía eléctrica.

4.2. Logística gasista

La infraestructura energética basada en el sistema gasista se refiere a todos los componentes necesarios para la producción, transporte y distribución del gas natural. Esto incluye las plantas de procesamiento y compresión, los gasoductos que llevan el gas desde los yacimientos hasta los centros de consumo, y las redes de distribución que entregan el gas a hogares, industrias y generación eléctrica.

El gas natural es un hidrocarburo formado principalmente por metano, aunque también suele contener una proporción variable de nitrógeno, etano, CO_2 , H_2O , butano, propano, mercaptanos (compuestos orgánicos que se caracterizan por su olor desagradable) y trazas de hidrocarburos más pesados. El metano es un átomo de carbono unido a cuatro de hidrógeno (CH_4) y puede constituir hasta el 97% del gas natural. Las empresas gasistas garantizan la calidad del gas natural con la medida de determinados parámetros como el poder calorífico, su relación con la densidad (índice de Wobbe) o su composición, entre otros.

Como características físicas más significativas destacar que:

- Es más ligero que el aire, con lo que en caso de escape se disipan rápidamente en las capas superiores de la atmósfera dificultando la formación de mezclas explosivas en el aire.
- Requiere una fuente de ignición para que se produzca la reacción de combustión.
- Su temperatura de ebullición a una presión de una atmósfera de presión es de -160°C .

En su estado natural, el gas natural es inodoro, incoloro e insípido. Sin embargo, para advertir su presencia en caso de fuga se le administra un odorífico (mercaptanos) que le da un olor característico. El gas natural se consume tal y como se encuentra en la naturaleza. Desde que se extrae de los yacimientos hasta que llega a los hogares y puntos de consumo, el gas natural no pasa por ningún proceso de transformación.

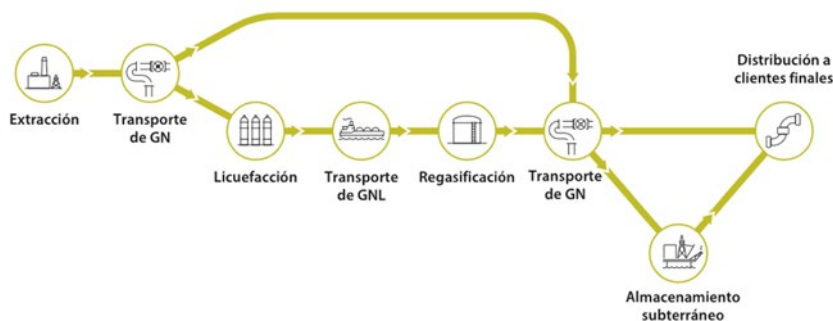
La estructura molecular más simple del gas natural facilita que queme limpiamente, por ello su combustión no produce partículas sólidas ni azufre, lo que lo convierte en una de las fuentes de energía fósiles más limpia ya que es la que emite menos gases contaminantes (dióxido de azufre, SO_2 , dióxido de carbono, CO_2 u óxidos de nitrógeno, NO_x) por unidad de energía producida. Así pues, aunque el gas natural está dentro del conjunto de los denominados combustibles fósiles, tiene la ventaja de ser el menos contaminante de todos ellos.

En las diferentes transacciones que se puedan realizar, para el gas natural se utiliza como unidad de medida el volumen medido en condiciones específicas de presión y temperatura (Nm^3). Esto se refiere al volumen que ocuparía el gas en condiciones estándar de presión (generalmente 101,325 kPa o 1 atm) y temperatura (generalmente 15°C o 288,15 K). Esta normalización es crucial para asegurar la equidad en las transacciones, ya que el volumen de gas varía considerablemente con los cambios de presión y temperatura. Un m^3 de gas a alta presión y baja temperatura contendrá más gas que un m^3 a baja presión y alta temperatura. Por lo tanto, la conversión de m^3 a Nm^3 es esencial para una transacción justa y precisa.

La figura 4.2 muestra la denominada cadena del gas donde se representa el viaje del gas desde la extracción hasta la distribución a clientes finales. El gas natural se encuentra en el subsuelo y se extrae a través de pozos de perforación y tuberías de [extracción](#). Los yacimientos de gas natural son acumulaciones subterráneas, ubicadas en rocas porosas y permeables. Estos yacimientos pueden ser convencionales, donde el gas fluye fácilmente, o no convencionales, como los de esquisto, que requieren técnicas como la fracturación hidráulica (“fracking”) para la extracción. Los principales yacimientos de gas natural a nivel mundial se encuentran en Rusia, Irán, Qatar y Estados Unidos, entre otros. En España, aunque hay reservas, la extracción de gas natural no convencional está prohibida, y los yacimientos existentes se utilizan principalmente para almacenamiento.

Una vez extraído el gas del yacimiento se transporta hasta llegar a los puntos de consumo. Inicialmente se transporta mediante tuberías denominadas **gaseoductos**. Estas tuberías suelen ser de acero y normalmente van enterradas a cierta profundidad para protegerlas. Para facilitar el flujo de gas el transporte se suele hacer a alta presión, entre 70 y 80 bares, aunque depende del diseño del gaseoducto. Esto se consigue en las estaciones de compresión, que son las encargadas de impulsar el gas a la presión y caudal necesarios para que llegue a su destino adecuadamente. Las redes de transporte pueden alimentar directamente a las redes de distribución de gas. En estas últimas la presión es bastante más reducida, alrededor de 16 bares, lo que se realiza en las estaciones de regulación y medida.

FIGURA 4.2 | Cadena del gas natural



FUENTE: Enagas, www.enagas.es

Por otro lado, el gas natural también se puede transportar en barco o en camiones, lo que permite el abastecimiento de gas desde otros países. Para reducir su volumen y facilitar el transporte el gas se pasa a líquido (Gas Natural Licuado, GNL) en un proceso que se denomina **licuefacción**. Con esto se consigue reducir su volumen unas 600 veces aproximadamente. El GNL se **transporta** en buques metaneros a 160 grados centígrados bajo cero en estado líquido. Estos buques tienen tanques criogénicos (que mantienen temperaturas muy bajas) para conservar “el gas” en estado líquido durante

el viaje. Estos barcos están equipados con sistemas de aislamiento térmico para evitar que el GNL se evapore durante la travesía. Este método de transporte es muy eficiente para mover grandes cantidades de gas natural a largas distancias, especialmente cuando no hay infraestructura de tuberías que conecte las regiones productoras con las consumidoras.

Una vez llegan a su destino, el GNL se descarga en terminales de **regasificación**. Aquí, se calienta el GNL en instalaciones especiales para convertirlo al estado gaseoso original. El gas se almacena en instalaciones seguras y se distribuye a través de redes de tuberías hasta los usuarios finales. En cuanto al almacenaje, el gas se puede almacenar en tanques o en almacenamientos subterráneos. Estos últimos desempeñan un papel fundamental como infraestructuras destinadas a guardar gas natural, permitiendo equilibrar la oferta con la demanda y responder a incrementos puntuales en el consumo provocados por factores estacionales u otras circunstancias. Para ello, el gas se introduce en el subsuelo, ya sea reutilizando antiguos yacimientos, inyectándolo en acuíferos profundos o almacenándolo en cavidades formadas en estructuras salinas.

La figura 4.3 muestra el mapa de infraestructuras de gas natural de España. La red de gaseoductos supera los 11000 km con una estructura mallada. Esto implica un diseño de red en el que varios puntos de suministro se conectan entre sí formando anillos o mallas. Este tipo de configuración facilita el paso del gas por diferentes rutas, lo que incrementa la redundancia y la fiabilidad del sistema. Si se produce una avería en una sección de la red, el gas puede redirigirse por caminos alternativos, asegurando que el suministro siga siendo constante para los usuarios.

La red de gas se divide por su función en red de transporte y red de distribución. La red de transporte de gas natural se clasifica según su presión, en red primaria, que es aquella cuya presión máxima de diseño es mayor o igual a 60 bares, y en la red secundaria, con una presión mayor de 16 bares y menor de 60. Por otro lado, la red de distribución de gas natural comprende aquellos gasoductos cuya presión es igual o inferior a 16 bares.

En la provincia de Huelva, concretamente en el término municipal de Palos de la Frontera, se encuentra ubicada la planta de regasificación de ENAGAS. Es la única en Andalucía dedicada a la recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (GNL). Esta planta tiene capacidad para el atraque de grandes buques metaneros que transportan el GNL.

Su construcción comenzó en el año 1985 y abarca una superficie de 184.000 metros cuadrados. La instalación entró en operación durante 1988, siendo el buque “Isabella” el primero en realizar una descarga de gas procedente de Argelia el 14 de junio de ese mismo año.

Inicialmente, la planta contaba con un solo tanque de 60.000 m³ de GNL y una capacidad de emisión de 100.000 Nm³/h, lo cual era suficiente para abastecer de gas a las localidades de Huelva, Palos y sus áreas industriales, además de Sevilla, a la que se conectó mediante un gasoducto de 20 pulgadas de diámetro.

FIGURA 4.3 | Mapa de infraestructuras de gas natural en España



FUENTE: Enagas, www.enagas.es

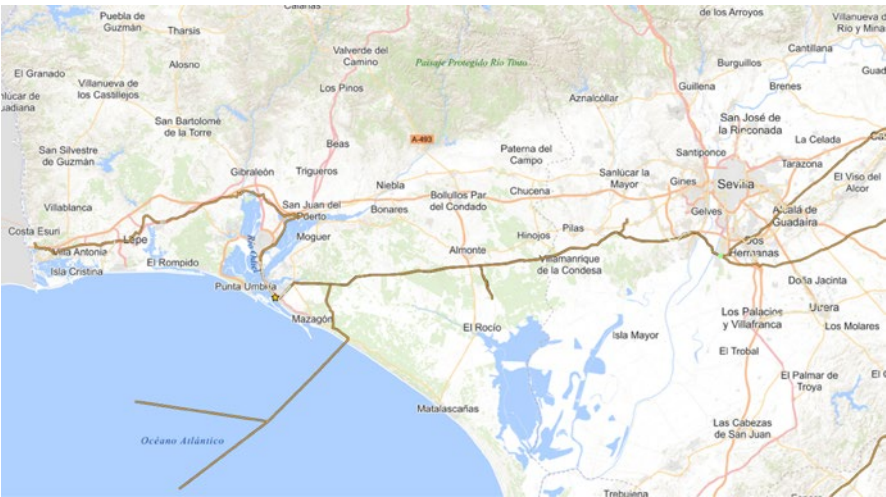
Con la construcción del gasoducto Sevilla-Córdoba-Madrid, la planta pasó a integrarse en la red nacional de transporte de gas, lo que impulsó una serie de ampliaciones orientadas a aumentar tanto la capacidad de almacenamiento como la de emisión.

A lo largo del tiempo, se añadieron cuatro tanques más (en 1992, 2005, 2006 y 2010), alcanzando un total de cinco depósitos que proporcionan una capacidad total de almacenamiento de 619.500 m³ de GNL. En 1997 se amplió el atraque para permitir la llegada de buques con capacidad de hasta 140.000 m³. Actualmente, cuenta con autorización por parte de la Dirección General de la Marina Mercante y de la Autoridad Portuaria de Huelva para el atraque y amarre de buques de hasta 175.000 m³, aunque condicionada a situaciones meteorológicas favorables.

La planta de regasificación de Huelva cuenta actualmente con una capacidad nominal de producción de gas natural de 1.350.000 m³ normales de gas natural estándar por hora (Nm³/h) repartida entre nueve vaporizadores. Esta planta cuenta con cinco tanques con una capacidad de almacenamiento de 619.500 metros cúbicos de GNL (datos de la Agencia Andaluza de la Energía, Infraestructuras del Sistema Gasista en Andalucía) [4.1]. La regasificadora de Huelva es la segunda más grande de España en almacenamiento GNL, por detrás de la de Barcelona.

La planta de regasificación de Huelva está conectada a la red de transporte de gas a través de dos gaseoductos: “Huelva-Alcázar-Madrid” y “Huelva-Sevilla-Madrid”. La figura 4.4 muestra el mapa de gaseoductos de la provincia.

FIGURA 4.4 | Mapa de gaseoductos de la provincia de Huelva



FUENTE: Agencia Andaluza de la Energía

El gaseoducto Huelva-Alcázar-Madrid tiene una longitud total de 1.014,62 km. El primer tramo, de Huelva a Sevilla, se puso en funcionamiento en 2004-2005. Tiene una longitud de 88,45 km con una tubería de 32 pulgadas de diámetro (1 pulgada equivale a 2,54 cm). La presión de diseño es de 80 bares.

El otro gaseoducto Huelva-Sevilla-Madrid tiene una longitud total de 741,24 km. El primer tramo que une Huelva con Sevilla entró en funcionamiento en 1988, con una tubería de 16 pulgadas y una presión de diseño de 72 bares. La longitud total de este tramo es de 87,75 km.

Los depósitos de almacenamiento subterráneos constituyen instalaciones donde se reserva gas natural, con el objetivo de equilibrar la oferta y la demanda. Además, permiten responder a picos de consumo que pueden surgir durante el año debido a cambios estacionales u otras circunstancias. En Huelva existía un antiguo yacimiento de gas natural en la cuenca del Guadalquivir, denominado Marismas/Palancares. Este yacimiento está conectado al gasoducto Huelva-Sevilla de Enagás en la estación denominada F-06 “Aznalcázar-Palancares”. El 1 de abril de 2012, el yacimiento de Marismas comenzó a operar como un almacenamiento subterráneo integrado en la red básica, con un flujo diario de inyección y extracción de 5 GWh, marcando su inicio de actividad en el sistema gasista. Este almacenamiento es el primero de su tipo en Andalucía y cuenta con una capacidad total de almacenamiento de 1.615 GWh en la actualidad.

En conclusión, la provincia de Huelva se ha consolidado como un punto estratégico dentro de la logística del gas natural en España. Su infraestructura para la regasificación y la recepción de GNL le permite desempeñar un papel esencial en el procesamiento y distribución del gas, fortaleciendo tanto la seguridad energética como la diversidad en las fuentes de abastecimiento.

4.3. Logística de hidrocarburos

Los hidrocarburos constituyen una familia de compuestos orgánicos formados esencialmente por átomos de carbono e hidrógeno. Se consideran las estructuras más básicas dentro de la química orgánica, ya que a partir de ellos se pueden obtener otros muchos compuestos más complejos. Son, además, los principales constituyentes del petróleo, el gas natural y otros combustibles fósiles.

En la actualidad, los hidrocarburos desempeñan un papel esencial debido a su relevancia económica, su valor energético y su aplicación en diversas industrias. Representan una de las principales fuentes de energía utilizadas a nivel global. Gran parte de la electricidad y el combustible que consumimos en hogares, fábricas y medios de transporte se origina en ellos, ya sea en forma de carbón, gas natural o derivados del petróleo.

El sistema de transporte global depende en gran medida de estos compuestos. Automóviles, aviones, barcos y camiones funcionan, en su mayoría, con combustibles elaborados a partir de hidrocarburos, lo cual hace posible el desplazamiento de personas y mercancías alrededor del mundo, facilitando así el comercio internacional y el desarrollo económico.

Además de su uso como fuente de energía, los hidrocarburos son fundamentales en la industria petroquímica como materia prima. A partir de ellos se elaboran productos esenciales en la vida cotidiana, desde plásticos y fertilizantes hasta medicinas y componentes tecnológicos.

Sin embargo, el uso de hidrocarburos también conlleva impactos negativos. Uno de los más preocupantes es su contribución al cambio climático. La combustión de estos compuestos libera gases de efecto invernadero a la atmósfera, agravando el calentamiento global y la contaminación ambiental.

España cuenta con recursos muy limitados en lo que respecta a hidrocarburos. La extracción nacional de gas y petróleo es mínima y se concentra únicamente en unos pocos yacimientos específicos. En el año 2021, se aprobó la Ley de Cambio Climático y Transición Energética [4.2], la cual impide otorgar nuevos permisos para la búsqueda y explotación de estos recursos, tanto en territorio continental como en aguas territoriales. Como consecuencia, nuestro país depende en gran medida de la importación de hidrocarburos para abastecer sus necesidades energéticas. A pesar de ello, estos compuestos siguen siendo fundamentales en el mix energético nacional, especialmente en el ámbito del transporte.

El petróleo representa la fuente principal de hidrocarburos. Se trata de una mezcla compleja, compuesta principalmente por hidrocarburos líquidos, aunque también contiene trazas de otros elementos como azufre, nitrógeno y oxígeno. Su origen se remonta a la descomposición de materia orgánica, acumulada durante millones de años bajo capas de sedimento, sometida a altas presiones y temperaturas en el subsuelo. El petróleo crudo, que es la forma natural sin refinar, está constituido entre un 80% y un 90% por

hidrocarburos, lo que lo convierte en una materia prima fundamental para la obtención de energía y productos derivados.

El petróleo crudo se somete a un proceso denominado refino, del que se extrae una amplia gama de productos que van desde materiales para la construcción hasta productos químicos y farmacéuticos. Además, en la actualidad, se siguen desarrollando tecnologías para hacer este proceso más eficiente y menos contaminante, con el fin de reducir el impacto ambiental asociado con la producción de energía a partir de fuentes fósiles. Este proceso se realiza en refinerías, que son instalaciones que transforman el petróleo crudo en productos de valor comercial. Con el proceso de refino se obtiene principalmente: gasolina, diésel, queroseno, asfalto, lubricantes y productos petroquímicos.

En el término municipal de Palos de la Frontera se encuentra la refinería “La Rábida” propiedad de Moeve (antigua CEPSA). Esta refinería comenzó sus operaciones en 1967 con una capacidad de producción de 2 millones de toneladas. A lo largo de los años, esta capacidad ha experimentado un incremento significativo. En 2010, tras una ampliación, la capacidad de destilación de crudo alcanzó los 10,5 millones de toneladas anuales.

La actividad principal de la refinería se centra en el refino del petróleo, produciendo, almacenando y distribuyendo una variedad de productos que incluyen energéticos, asfálticos, petroquímicos y otros derivados. Además, la refinería cuenta con dos unidades de cogeneración, encargadas de generar electricidad y vapor.

En la actualidad, la refinería “La Rábida” forma parte de una industria integrada, trabajando en conjunto con la planta química de Moeve (antigua CEPSA Química) también ubicada en el término municipal de Palos de la Frontera, a la que suministra productos como benceno, propileno y vapor, entre otros. Esta integración permite aprovechar sinergias, optimizando el uso de recursos y materias primas esenciales para el funcionamiento de ambos complejos, al tiempo que la refinería se posiciona como una fuente clave de productos energéticos y materias primas para las industrias de la región.

El petróleo crudo procede del exterior y llega a la refinería a través de grandes buques petroleros. En este sentido, el Puerto de Huelva juega un papel fundamental. El Puerto de Huelva se posiciona como uno de los principales puertos de España, destacando tanto por su volumen de tráfico portuario como por su estratégica ubicación. Es un nodo clave en las

rutas de comercio internacional, especialmente en el tránsito entre Europa y el Atlántico. Su integración en la Red Transeuropea de Transporte y su crecimiento sostenido en la última década refuerzan su importancia a nivel regional y europeo.

El Puerto de Huelva se encuentra entre los cinco primeros puertos de España en términos de volumen de tráfico, lo que subraya su relevancia en el contexto nacional. Su ubicación geográfica le otorga una ventaja significativa como punto clave para las operaciones de importación y exportación, especialmente en las rutas que conectan Europa con el Atlántico. Este factor le permite actuar como un centro o “hub” logístico en las nuevas tendencias del comercio marítimo internacional.

Está integrado como Puerto Core en la Red Transeuropea de Transporte (TEN-T), lo que refuerza su papel como infraestructura de interés europeo. Actualmente, se sitúa entre los siete principales puertos españoles por volumen de mercancías, ocupando la segunda posición en Andalucía. En términos de crecimiento, el Puerto de Huelva destaca como el segundo puerto de Europa con mayor expansión durante la última década, lo que refleja su capacidad de adaptación y su proyección a futuro [4.3].

Su especialización en el manejo de líquidos y sólidos a granel lo ha convertido en un referente en el sector energético a nivel europeo. La infraestructura del puerto está diseñada para satisfacer la demanda de estos tráficos, proporcionando la capacidad necesaria para garantizar operaciones seguras y eficientes.

En los últimos años, el Puerto de Huelva ha emprendido una firme estrategia de diversificación para ampliar su actividad portuaria. En este sentido, ha incrementado el tráfico de mercancía general contenerizada y rodada, consolidándose como un puerto integral para el manejo de diferentes tipos de carga. Esta diversificación está apoyada por líneas regulares hacia Europa e Islas Canarias, lo que refuerza la estabilidad de sus tráficos tradicionales y facilita el crecimiento sostenido de nuevos segmentos. La apuesta por la logística intermodal y la integración de nuevas tecnologías en la cadena de suministro son claves en este proceso de expansión.

En relación con la carga y descarga de hidrocarburos, el puerto de Huelva cuenta con los siguientes puntos de carga/descarga (ver figura 4.5):

- **Muelle de Petroleros de Torre Arenillas.** Construido por la Administración en 1968, cuenta con dos atraques independientes que se destinan al

tráfico de productos petrolíferos y petroquímicos, y fundamentalmente al embarque/desembarque de productos refinados procedentes/para la refinería «La Rábida» de Moeve (anteriormente CEPSA).

- **Muelle Reina Sofía.** Situado a 2 km de la refinería, este muelle está destinado a la carga y descarga de graneles líquidos y permite la descarga de buques de hasta 50.000 TPM. Fue construido por CEPSA, (actualmente Moeve), en 1976, y está formado por una pasarela de acceso y cuatro plataformas de atraque. Los cuatro atraques exteriores cuentan con sus correspondientes brazos de carga para el tráfico de líquidos
- **Pantalán de Enagás, S.A.** En 1988 entró en servicio el pantalán construido por ENAGÁS entre el de Levantino Aragonesa de Tránsitos, S.A. (antes Fertinagro Sur, SLU) y el pantalán Reina Sofía, para la descarga/carga de grandes buques. Dispone de un atraque con calado de 12 m, equipado con brazos de carga y red de tuberías que le comunican con el resto de las instalaciones del terminal de gas natural. La capacidad de descarga del muelle es de 4.000 m³/h de GNL.
- **Pantalán de Decal España, S.A. (norte).** Este Pantalán fue construido en 1995 por Catalana de Almacenes Petrolíferos, S.A (actualmente Decal España, S.A.) para la descarga de gasolinas y gasóleos. Esta instalación está equipada además con un brazo de carga/descarga de ciclohexano, uno para aceite y una manguera para descarga de metanol. Está situado al sur del muelle Reina Sofía. Tiene un calado de 11,50 m (BMVE) y está formado por pasarela y plataforma, dos duques de alba de atraque y cuatro de amarre. Es una estructura de hormigón pilotada.
- **Pantalán de Decal España, S.A. (sur).** Este Pantalán fue construido en 2009 por Decal España, S.A. para la carga/descarga de aceites vegetales. Esta instalación está equipada además con un brazo de carga/descarga de gasóleo, uno para éster metílico, otro para metanol y otro para fuel. Está situado al sur del pantalán Reina Sofía. Tiene un calado de 12,50 m (BMVE, Bajamar Máxima Viva Equinoccial, que es la altura máxima que puede alcanzar el nivel del mar durante un ciclo de marea, específicamente en el contexto de mareas vivas equinocciales). Está formado por pasarela y plataforma y cuatro

duques de alba de amarre (Los duques de alba son estructuras aisladas que sirven para dar apoyo lateral y amarre a los buques). Está compuesto por una estructura de hormigón pilotada.

- **Pantalán de Decal España, S.A. (sur 2).** Este pantalán fue construido en 2021, a partir del pantalán anterior existente al atraque de gabarras de “bunkering” (suministro de combustible a los barcos para que puedan operar durante sus trayectos marítimos), para realizar operaciones comerciales de carga y descarga con buques de mayor porte. Dicha instalación, adentrada unos 100 m respecto a la línea de costa, cuenta con dos plataformas de atraque y carga/descarga, tres duques de alba de amarre, pasarelas peatonales, defensas de atraque y ganchos de escape rápido.
- **Monoboya Terminal.** En calado de 22 metros, permite buques con calado máximo 16,50 metros y unida a la refinería “La Rábida” de MOEVE por un sea-line existe una monoboya para la recepción de los crudos de petróleos, con un rendimiento máximo de 3.800 Tm/h. Está situada a 10 km de la costa, que facilita el amarre de petroleros de hasta 199.000 TPM.

FIGURA 4.5 | Plano general del puerto de Huelva



FUENTE: Memoria anual 2024 del puerto de Huelva

Desde el punto de vista del transporte y almacenamiento del petróleo y sus derivados hay que destacar a dos empresas instaladas en el Polo Industrial de Huelva: Decal España, S.A. y la compañía Exolum. La figura 4.6 muestra el emplazamiento de ambas empresas en el polo industrial, en el término municipal de Palos de la Frontera [4.4].

FIGURA 4.6 | Mapa de localización de empresas



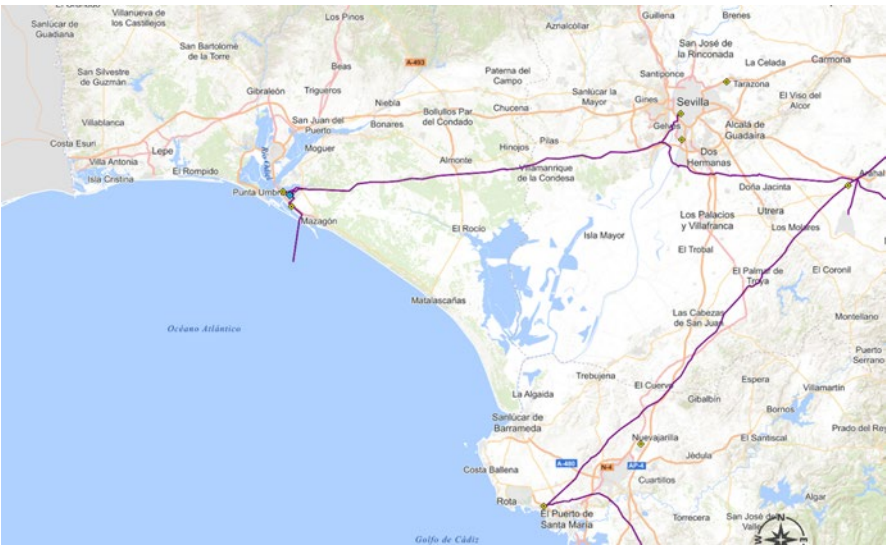
FUENTE: Memoria anual 2024 de AIQBE

Decal España, S.A. es una empresa que da servicios de almacenaje y manipulación de una amplia gama de productos petrolíferos, químicos y petroquímicos, aceites vegetales y biocombustibles. Entre muchas de las operaciones que realiza, destaca la carga y descarga de buques, trasbordos buque-buque y buque-tanque-buque, recepción y envío por tubería desde/a otras terminales conectadas a Huelva, recepción y envío por tubería desde/a refinera de petróleos, refinera de aceites vegetales y plantas de producción de biodiésel, carga y descarga de cisternas, carga y descarga de vagones de ferrocarriles (FF.CC). En Huelva, Decal España, S.A., inició su andadura en 1996, con una capacidad de almacenamiento de 85.000 m³, que se ha ido ampliando en numerosas ocasiones hasta alcanzar los 600.000 m³ actuales.

Otra de las empresas importantes instaladas en Huelva es Exolum que presta servicios logísticos de transporte y almacenamiento de combustibles, biocombustibles y carburantes líquidos en España. Exolum tiene su origen en CAMPSA (Compañía Arrendataria del Monopolio de Petróleos S.A.), empresa que nace en España en 1927. Bajo este nombre, la empresa realiza un grupo de actividades relacionadas con el petróleo sobre las que el Estado ostentaba el monopolio, como eran el almacenamiento, la distribución y la venta al por menor de productos petrolíferos. Tras la segregación de los activos de CAMPSA en 1997, se convierte en CLH (Compañía Logística de Hidrocarburos) y pasa a dedicarse en exclusiva al transporte y almacenamiento de hidrocarburos en un mercado liberalizado. CLH ha ido creciendo con la adquisición de nuevos activos en España y otros países. En 2021, comienza a operar bajo la marca Exolum.

Por la provincia de Huelva discurre aproximadamente 51 km del oleoducto Huelva-Coria-Sevilla. Una instalación gestionada actualmente por Exolum. Este oleoducto se conecta con el centro de la península a través del oleoducto Rota-Zaragoza. En el mapa mostrado en la figura 4.7 se puede ver el trazado del oleoducto.

FIGURA 4.7 | Oleoducto Huelva-Sevilla



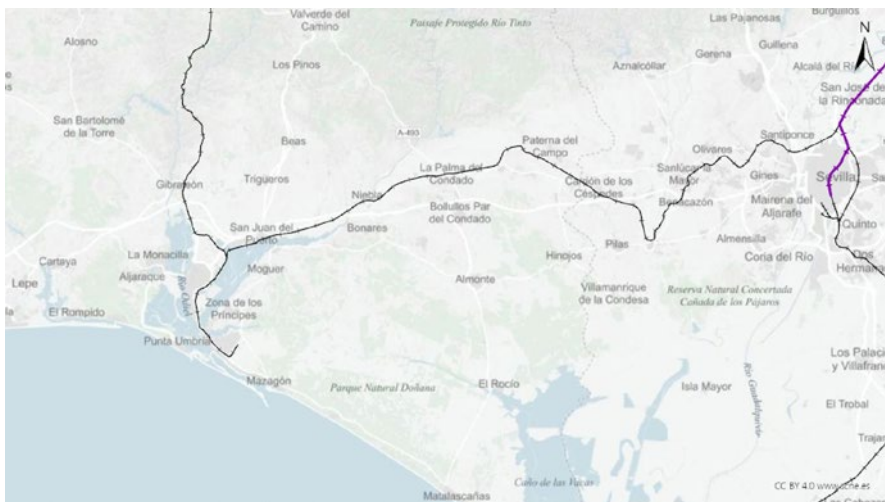
FUENTE: Agencia Andaluza de la Energía

En el transporte de productos derivados del petróleo juega un papel especialmente importante el tren. El servicio ferroviario de mercancías que une Huelva con Majarabique (situado en el término municipal de San José de la Rinconada, Sevilla) desempeña un papel fundamental en la conexión intermodal del Puerto de Huelva con el centro y norte peninsular. La terminal intermodal de Majarabique, actúa como una prolongación logística del puerto onubense, facilitando el transporte eficiente de mercancías mediante el ferrocarril.

Los trabajos de ampliación en esta terminal tienen como objetivo incrementar la capacidad operativa de los trenes, lo que permitirá movilizar un mayor volumen de contenedores. Esta conexión ferroviaria es parte de una estrategia para reforzar la intermodalidad del Puerto de Huelva, consolidándolo como un centro logístico clave en el suroeste europeo.

Majarabique se configura como una plataforma intermodal que integra el transporte marítimo y ferroviario, ofreciendo una solución eficiente para las operaciones de importación y exportación en el área de influencia del puerto. Las mejoras en la infraestructura permitirán que los trenes transporten más contenedores desde y hacia el Muelle Sur del puerto, lo que supone una ventaja logística para las empresas interesadas en conectar con otras regiones de la Península a través del ferrocarril.

FIGURA 4.8 | Red de ferrocarriles de Huelva



FUENTE: Instituto Geográfico Nacional (www.ign.es)

Actualmente, el puerto de Huelva se conecta vía ferrocarril con la terminal intermodal de Majarabique a través de una vía única electrificada de ancho ibérico (ver figura 4.8). La tendencia actual de las nuevas conexiones ferroviarias es el ancho internacional, también utilizado en las líneas de alta velocidad, permitiendo la interoperabilidad con la red europea.

En marzo de 2025, Adif (Administrador de Infraestructuras Ferroviarias) licita la redacción de los proyectos que conectarán Huelva a la red de alta velocidad (ver figura 4.9). El contrato se distribuye en cinco lotes, correspondientes a los diferentes tramos del trazado que conectará Huelva con Sevilla, con una longitud aproximada de 95,5 km. de ancho estándar y una velocidad de diseño de hasta 350 km/h, será completamente independiente de la línea actual en ancho convencional. Los proyectos detallarán, según el estudio informativo aprobado en diciembre de 2024, la construcción de la plataforma ferroviaria necesaria para esta conexión. Esta nueva infraestructura permitirá una notable reducción en los tiempos de viaje, que se establecerán en 25 minutos, frente a la hora y media que requieren los servicios actuales.

FIGURA 4.9 | Descripción de los tramos definidos para la construcción de la red de alta velocidad Huelva-Sevilla



FUENTE: ADIF, www.adif.es

El Lote 1 abarca el tramo entre Majarabique y Valencina de la Concepción, que incluye el nuevo nudo ferroviario de Majarabique y un tramo de 8,1 km. Este tramo se sitúa íntegramente en la provincia de Sevilla.

Por otro lado, el Lote 2 conecta Valencina de la Concepción con Sanlúcar la Mayor (Sevilla), abarcando una longitud de 18,6 km.

El Lote 3 cubre el tramo entre Sanlúcar la Mayor y La Palma del Condado, que se extiende entre las provincias de Sevilla y Huelva. Este tramo tiene una longitud de 26,2 km.

Finalmente, los tramos La Palma del Condado-Niebla (25,3 km) y Niebla-Huelva (17,2 km) se desarrollan exclusivamente en la provincia de Huelva, y corresponden a los Lotes 4 y 5. El presupuesto de licitación del Lote 4 asciende a 8,9 millones de euros, mientras que el Lote 5 tiene un presupuesto de 6,5 millones de euros.

4.4. Logística eléctrica

La energía eléctrica se genera en las centrales donde se transforma algún tipo de energía en electricidad. La provincia de Huelva cuenta con centrales eléctricas, de energía renovable y no renovable, con una potencia instalada de aproximadamente de 2900 MW, según datos del Informe de Infraestructuras Energéticas de la provincia de Huelva a 31 de diciembre de 2024 de la Agencia Andaluza de la Energía [4.5]. Las centrales eléctricas a menudo se encuentran lejos de los lugares donde se consume la energía, principalmente ciudades o zonas industriales. Esto es debido principalmente a dos causas: la fuente de energía primaria se encuentra en zonas alejadas o se trata de una industria alejada de los núcleos urbanos. Por tanto, se necesita un sistema que transporte la energía a los lugares de consumo.

El transporte de esta energía debe cubrir grandes distancias y se debe hacer minimizando las pérdidas de energía. La mayoría de las pérdidas se producen en forma de calor y dependen del cuadrado de la intensidad de corriente eléctrica (magnitud física que expresa la cantidad de electricidad que atraviesa un conductor en la unidad de tiempo, y cuya unidad en el sistema internacional es el amperio, A), por lo que es importante que esta variable se reduzca en la medida de lo posible. Este es el motivo por el que el transporte se realiza en Alta Tensión, AT (en general, alta tensión se refiere a tensiones por encima de los 1000 V). La potencia eléctrica (medida en vatios, W) depende del producto de la tensión por la intensidad, por tanto, para una misma potencia de transporte se cumple que, a mayor tensión, menor intensidad.

Según la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico [4.6], la red de transporte de energía eléctrica se divide en: transporte primario y transporte secundario. La red de transporte primaria está compuesta por el conjunto de líneas, transformadores y subestaciones que operan a tensiones nominales de 380 kV o más. También incluye las conexiones que unen diferentes países (interconexiones internacionales) y aquellas que conectan la península con las islas. La red de transporte secundaria incluye las instalaciones que funcionan a tensiones de 220 kV, siempre y cuando no formen parte de la red primaria. Además, se consideran parte de esta red aquellas instalaciones con tensiones inferiores a 220 kV que, por su función, se consideran cruciales para el transporte de la energía.

En este proceso de transporte la energía eléctrica no sólo se necesitan líneas eléctricas, sino que además se requiere de un conjunto de instalaciones que permitan reducir y aumentar la tensión de la red, de forma que se pueda hacer con el mínimo de pérdidas posible. En este sentido, es necesario disponer de una red de subestaciones eléctricas. Según el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión [4.7] una subestación eléctrica se define como “Conjunto situado en un mismo lugar, de la aparamenta eléctrica y de los edificios necesarios para realizar alguna de las funciones siguientes: transformación de la tensión, de la frecuencia, del número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia y conexión de dos o más circuitos”. Se puede decir que las subestaciones son las instalaciones que actúan como nudos de la red de transporte, en los que confluyen varios circuitos eléctricos. Además, en ellas se ubican los elementos necesarios para su maniobra y protección.

Existen diferentes tipos de subestaciones, pudiéndose clasificar según su emplazamiento, su nivel de tensión, el tipo de aislamiento, etc. En cualquier caso, si hay una transformación de tensión siempre es de AT a AT. La transformación de alta a baja tensión se lleva a cabo en los “centros de transformación”. En una subestación es habitual que se disponga de varios niveles de tensión diferentes, por ejemplo, puede disponer de un juego de barras de 220 kV otro de 132 kV, de 66 kV, etc.

Red Eléctrica de España (REE), actúa como operador y transportista del sistema eléctrico y es la entidad responsable de toda la red nacional de transporte de energía eléctrica de alta tensión. La red de transporte incluye:

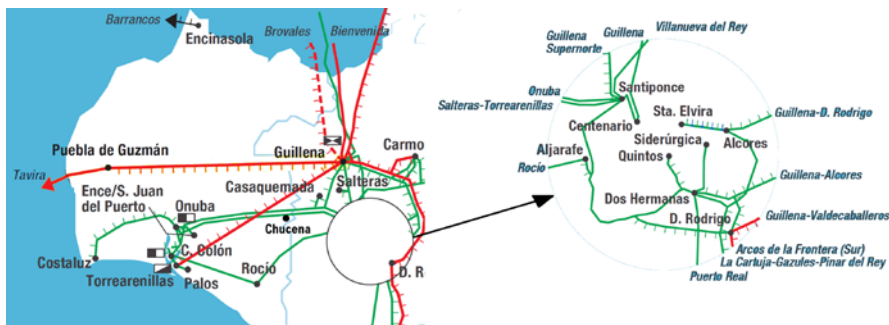
- Líneas y subestaciones que operan a 400 y 220 kV en la península.
- Infraestructuras con tensiones de 66 kV o superiores en las regiones extrapeninsulares.
- Las interconexiones eléctricas que comunican la red española con las de países limítrofes.

Como transportista, REE se encarga del mantenimiento del sistema de transporte y las mejoras, construcción y puesta en servicio de todas aquellas instalaciones que sean necesarias para asegurar el suministro de energía eléctrica.

Como operador del sistema REE es responsable de la operación y supervisión coordinada en tiempo real de las instalaciones de generación y transporte del sistema eléctrico nacional con el fin de mantener el constante equilibrio entre la potencia generada y la consumida.

La figura 4.10 muestra la infraestructura de la red de transporte de energía de la provincia de Huelva. Se incluyen de manera esquemática las redes de transporte (400 kV y 220 kV) y las subestaciones que funcionan con alguno de estos niveles de tensión.

FIGURA 4.10 | Descripción de los tramos definidos para la construcción de la red de alta velocidad Huelva-Sevilla



FUENTE: Red Eléctrica de España S.A.

Las subestaciones de la provincia que están conectadas a la red de transporte son ocho: Puebla de Guzmán, Palos, Onuba, Colón, Torrearenillas, Rocío, Chucena y Costa de la Luz. Sólo Puebla de Guzmán y Palos están conectadas a la red de transporte primario (red de 400 kV).

La subestación de Puebla de Guzmán se encuentra situada en el término municipal del mismo nombre. Esta instalación hace de interconexión con Portugal a través del eje Guillena-Tavira. Su instalación ha sido clave para fortalecer la interconexión entre España y Portugal, aumentando su capacidad de transporte, mejorando la calidad y seguridad del suministro. Además, su ubicación responde a la necesidad de evacuar la energía generada por los importantes parques eólicos y fotovoltaicos instalados en el Andévalo onubense y atender, entre otras, las demandas de proyectos mineros que se desarrollarán en los próximos años en la Faja Pirítica. Las tensiones disponibles en barras de esta subestación son de 400 kV y 220 kV. Para reducir la tensión dispone de un autotransformador (máquina eléctrica que reduce o eleva la tensión sin aislamiento entre la entrada y la salida) de 600 MVA de potencia.

La subestación de Palos está situada junto a la Central de ciclo combinado del mismo nombre ubicada en Palos de la Frontera. La necesidad de su instalación surge como consecuencia de la instalación de los tres grupos de la central de ciclo combinado con una potencia de 1167 MW y su conexión a la red de transporte primario. Actualmente es de gran importancia en el sistema eléctrico, tanto es así que ya se ha anunciado un proyecto de ampliación para dar servicio a los proyectos sobre energía verde que se van a desarrollar en el polo industrial de Palos en los próximos años. Actualmente, tiene dos niveles de tensión en sus barras, 400 kV y 220 kV. El enlace entre ambos niveles de tensión se realiza con un autotransformador de 600 MVA, lo que permite cerrar el lazo de la red de transporte en este punto.

La subestación de Onuba ha tenido gran importancia en la red de transporte de la provincia de Huelva, es la que da servicio a un gran número de núcleos de población de la provincia. Está ubicada en el norte de Huelva, en la carretera HU-3101. Está conectada a la red de transporte secundaria (220 kV). Sus tres transformadores de 120 MVA permiten reducir la tensión de la red a niveles de distribución en AT. Esta subestación se conecta con la subestación de ENCE, situada en las instalaciones de Magnon Green Energy (filial energética de la Empresa Nacional de Celulosas, ENCE). Se trata de

una pequeña subestación cuya función es la conexión a la red de transporte de los grupos de la Central de biomasa que esta empresa dispone en el término municipal de San Juan del Puerto.

Históricamente la subestación Colón ha estado unida a la antigua central térmica “Cristóbal Colón” ubicada en la Punta del Sebo cuyo cierre y desmantelamiento fue aprobado por Resolución de la Dirección General de Política y Energética y Minas y publicado en BOE en el 2003. Sin embargo, esta subestación no entraba en ese proceso de desmantelamiento al ser importante para el suministro de energía del polo industrial de Huelva. Actualmente, el único grupo de la Central de ciclo combinado “Cristóbal Colón” se conecta a esta subestación. En cuanto a niveles de tensión, está conectada a la red de transporte secundaria, 220 kV. Tres transformadores de 50 MVA son los encargados de reducir la tensión a niveles de la red de distribución.

La subestación de Torrearenillas está situada en el polo industrial de Palos de la Frontera. Se encuentra conectada al sistema de transporte de energía eléctrica, concretamente a la red de 220 kV. Esta subestación garantiza el suministro de energía a este importante polo industrial. Cuenta con dos trafos (también se les denomina así a los transformadores) de 70 MVA y uno de 120 MVA, con los que se reduce la tensión a niveles de la red de distribución.

La subestación de “El Rocío” está ubicada en esta aldea almonteña. Su instalación permitió mejorar el suministro de energía de las poblaciones situadas en la costa oriental de Huelva. Además de la mejora de la calidad del suministro, es fundamental para la conexión a la red de importantes plantas solares fotovoltaicas instaladas en la zona. Está conectada a la red de transporte secundaria de 220 kV. La conexión con la red de distribución en AT se realiza con dos trafos de 70 MVA cada uno.

El aumento significativo de la población en la costa occidental de Huelva fue uno de los motivos por los que Red Eléctrica de España S.A. acometiera el proyecto de la subestación “Costa de la Luz”. Situada en el término municipal de Lepe, esta instalación se puso en funcionamiento en 2014. Esta subestación está conectada a la red de transporte de 220 kV y dispone de dos trafos de 120 MVA que permiten suministrar energía a la red de distribución de la zona.

La subestación más reciente en formar parte de la red de transporte de Huelva es la de “Chucena”. Situada en el término municipal del municipio

que lleva su nombre fue puesta en servicio en 2022 con objeto de dar apoyo a la red de distribución de las comarcas del Condado de Huelva y del Aljarafe de Sevilla. Se conecta a la red de transporte secundario, 220 kV, y a través de un trafo de 160 MVA se alimentan las diferentes líneas de distribución.

Red Eléctrica (REE) ha comenzado la construcción de la subestación Condado de 220 kV en La Palma del Condado (Huelva). Esta infraestructura es esencial para proporcionar energía al nuevo tramo de alta velocidad que unirá Sevilla y Huelva. Las labores iniciales de adecuación del terreno y cimentación se iniciaron en diciembre de 2024, una vez obtenida la aprobación ambiental necesaria. El plan también contempla una nueva línea aérea de doble circuito para integrar la subestación a la red eléctrica existente a través del eje Colón-Santiponce.

En relación con las redes de transporte, actualmente están en explotación dos líneas de 400 kV: una que conecta las subestaciones de Guillena (situada en el norte de Sevilla) y Puebla de Guzmán y otra que une Guillena con la subestación de Palos. La primera de ellas forma parte del eje Guillena-Puebla de Guzmán-Tavira, de gran importancia por la interconexión con el sistema eléctrico portugués.

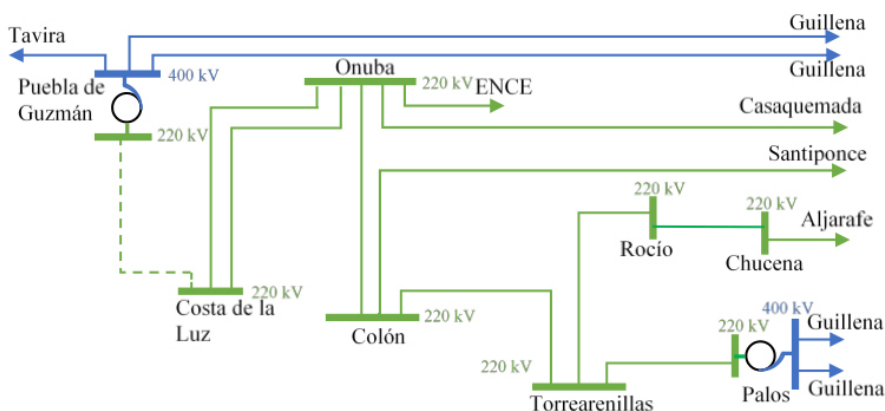
La figura 4.11 muestra el esquema de la red de transporte de energía eléctrica de la provincia de Huelva. Las dos líneas de 400 kV de la provincia son del tipo doble circuito, se trata de una infraestructura de transporte de energía que utiliza el mismo soporte físico, torres o postes, para dos líneas de transmisión independientes, de ahí su denominación “doble circuito”.

La subestación Onuba está conectada a la subestación “Casaquemada” situada en Sanlúcar la Mayor por una línea de 220 kV. Por otro lado, La subestación Colón se conecta mediante una red de 220 kV a la subestación Santiponce, situada en la provincia de Sevilla. Estas dos líneas cierran el anillo a través del enlace Onuba-Colón de 220 kV. Otra línea de 220 kV es la de Torrearenillas-Rocío-Aljarafe. El cierre del anillo se realiza a través de la conexión Colón-Torrearenillas.

Con objeto de mallar la red, la subestación de Palos y Torrearenillas están conectadas por una línea de 220 kV. Esto evita el funcionamiento en antena de esta subestación. Una característica importante de la red de transporte es su configuración mallada. De esta forma cualquier nudo de la red se puede alimentar al menos desde dos caminos diferentes. Cuanto más mallada mayor es la calidad en el suministro eléctrico ya que en caso de incidencia en una línea cualquier punto de la red se puede alimentar

desde otra diferente. Esta topología también es la que se aplica en redes de distribución en AT. Una situación similar se da en la subestación de Puebla de Guzmán. Aquí la red de 400 está funcionando en abierto. Para corregir esto, REE tiene previsto ampliaciones de las subestaciones de Costa de la Luz y Puebla de Guzmán y la construcción de una línea de 220 kV que enlace a ambas subestaciones. Esta línea prevista de nueva construcción se muestra en la figura 4.11 con trazo discontinuo.

FIGURA 4.11 | Esquema del sistema de transporte de energía eléctrica de la provincia de Huelva



FUENTE: Elaboración propia

La distribución de energía eléctrica es el proceso de llevar la electricidad desde las grandes redes de transporte o desde plantas generadoras más pequeñas hasta los puntos de consumo de los usuarios finales. Su objetivo es asegurar que la energía llegue a hogares, empresas y comercios con la calidad adecuada para su uso. En otras palabras, la distribución actúa como el último eslabón de la cadena, tomando la energía en alta tensión de las líneas principales y transformándola para que pueda ser utilizada de forma segura por los consumidores. Las empresas distribuidoras son

las responsables del mantenimiento, ampliación y gestión de sus redes de distribución. En la provincia de Huelva operan tres distribuidores: Compañía de Electricidad del Condado S. A, Eléctrica Castillejense S.A. y ENDESA.

Una instalación se considera parte de la red de distribución cuando sus líneas, subestaciones y demás componentes eléctricos operan a una tensión inferior a 220 kV. La única excepción corresponde a aquellas instalaciones de menor tensión que, debido a su función estratégica, se incluyen dentro de la red de transporte.

Además de las instalaciones eléctricas principales, la red de distribución incluye todos los equipos y elementos auxiliares necesarios para su correcto funcionamiento. Esto abarca desde redes de comunicación y sistemas de protección y control, hasta terrenos, edificios y centros de control dedicados a gestionar las operaciones de distribución.

La distribución eléctrica de la provincia se organiza en torno a tres áreas con necesidades y características muy diferentes. La Comarca Metropolitana de Huelva y El Condado es el centro neurálgico, ya que allí se concentran tanto el consumo como la generación de energía eléctrica. Por eso, gran parte de la infraestructura de transporte se ubica en esta región. En la Costa Occidental, el suministro se realiza a través de la red de distribución de 66 kV, que tiene como punto de apoyo la subestación de 220/66 kV Costaluz. Finalmente, las zonas de la Sierra de Huelva, la Cuenca Minera y El Andévalo se alimentan de las líneas de 132 kV Riotinto Dehesa-Aznalcóllar y Riotinto Dehesa-Cala. En la subestación Riotinto Dehesa, la tensión se reduce a 66 kV y se distribuye a estas comarcas a través de las líneas Riotinto Dehesa-Repilado y Riotinto Dehesa-Calañas 1 y 2.

Dada la amplitud y el número de líneas que conforman la red de distribución, se hace imposible describir las redes y subestaciones que existen en la provincia, para tensiones por debajo de 66 kV.

A modo de resumen, la tabla 4.1 muestra los datos de las infraestructuras eléctricas de transporte y distribución en alta tensión de la provincia de Huelva y su comparación con el resto de Andalucía. Indicar que se considera la red de transporte de 400 y 220 kV, sin incluir infraestructuras de promotores privados. Las subestaciones se contabilizan según la máxima tensión de cada una. Las dos subestaciones de 400 kV existentes en Huelva (Puebla de Guzmán y Palos) disponen también de parque de 220 kV.

TABLA 4.1 | Infraestructuras eléctricas de transporte y distribución
a 31/12/2023

	Huelva	Andalucía	% Provincia
Subestaciones 400 kV (nº)	2	23	8,7%
Subestaciones 220 kV (nº)	6	46	13,0%
Subestaciones distribución (AT)	38	445	8,5%
Líneas de 400 kV (km)	333	2.890	11,5%
Líneas de 220 kV (km)	298	3.425	8,7%
Líneas de distribución AT (km)	887	9.803	9,0%
Líneas de distribución MT (km)	4.543	51.469	8,8%
Trafos 400/220 kV (MVA)	1.800	14.450	12,5%
Trafos de distribución (AT/AT) (MVA)	1.635	16.355	10,0%
Trafos de distribución (AT/MT) (MVA)	1.355	19.144	7,1%

4.5. Referencias bibliográficas del capítulo 4

[4.1] Agencia Andaluza de la Energía

<https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es>

[4.2] Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética

<https://www.boe.es/buscar/pdf/2021/BOE-A-2021-8447-consolidado.pdf>

[4.3] Memoria Anual 2024 del Puerto de Huelva

<https://memorias.puertohuelva.com/memoria-estadistica/>

[4.4] Memoria AIQBE 2024. Asociación de Industrias Químicas, Básicas y Energéticas de Huelva

<https://aiqbe.es/publicacion/memoria-aiqbe-2024/36>

[4.5] Informe de Infraestructuras Energéticas de la provincia de Huelva a 31 de diciembre de 2024 de la Agencia Andaluza de la Energía

www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Infraestructuras/Informe_Prov_HU_MIEA.pdf

[4.6] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>

[4.7] Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-6084>

Huelva como núcleo clave en la sostenibilidad energética

5.1. Introducción

La provincia de Huelva se conforma como el núcleo clave en la sostenibilidad energética de la Península Ibérica y del suroeste europeo.

Hay dos motivos principales, uno es que se encuentra en una de las zonas con mayores posibilidades de generación de energía renovable, no sólo Huelva, sino las provincias cercanas e incluso las zonas aledañas de Portugal. Esta zona no es única en capacidad de producción de energía renovable y hay varias que pueden competir con ella como son otras zonas de Andalucía, Extremadura, Castilla la Mancha, Portugal e incluso Aragón.

El segundo motivo sí es diferencial, la sostenibilidad energética no se basa sólo en la generación de energía eléctrica renovable, sino en su uso para la producción de vectores energéticos renovables (como pueden ser biocombustibles o moléculas complejas) y de materias primas renovables con consumidores cercanos, como por ejemplo el hidrógeno verde, y eso, de todas las zonas con posibilidad de generar grandes cantidades de energía renovable, sólo se da en la provincia onubense por la potente industria aquí ubicada.

Conviene hablar por tanto de estos vectores, estas moléculas y estas materias primas que se producen y consumen en la industria onubense y que consolidan a la provincia de Huelva como el núcleo clave en la sostenibilidad energética ibérica y del sur europeo.

5.2. Hidrógeno verde

El hidrógeno es el elemento número 1 de la tabla periódica, es el átomo más pequeño que existe y la base a partir de la cual se han generado los demás elementos en reacciones atómicas desde el inicio de los tiempos, es decir, más que cambiar el mundo, lo formó y lo forma. Es la materia prima básica del universo.

El hidrógeno tiene unas características muy peculiares que es interesante conocer para valorar sus aplicaciones. El hidrógeno es un gas, no tóxico, que no mancha, y que es incoloro e inodoro, que hay que manejar con sumo cuidado ya que es muy reactivo, es decir, no le gusta estar libre sino combinado para formar agua combinado con oxígeno, hidruros, hidrocarburos o cualquier otro compuesto de los que existen infinitud.

Es interesante señalar que el gas natural, el metano, el propano y el butano, muy usados en la industria y en la vida cotidiana, también son incoloros (no se ven) e inodoros (no se huelen) como el hidrógeno, y por eso se les añade metanotiol (también llamado metilmercaptano) que les da un característico olor desagradable que todas las personas conocen perfectamente y que tantas vidas ha salvado. Al hidrógeno también se le podría dotar del mismo mecanismo de seguridad, pero no siempre es posible ya que ese producto, actualmente, interfiere negativamente en las pilas de combustible, por ejemplo.

En cuanto a ser muy reactivo, significa que el hidrógeno puede ser explosivo o inflamable dependiendo de las circunstancias, lo que hace que tengamos que ser muy cautos en su manejo. Indicar que es inflamable con concentraciones en el aire entre el 4 y el 75%, necesitando muy poca energía para iniciar la combustión. Por comparar, el metano sólo es inflamable en concentraciones entre el 5 y el 15%. Sin embargo, es menos explosivo que los vapores de gasolina, ya que estos explotan con concentraciones de poco más del 1% y el hidrógeno necesita concentraciones de entre el 18 y el 59%.

¿Eso quiere decir que no se puede manipular? No, simplemente que hay que seguir los procedimientos y las medidas de seguridad que todos los profesionales del hidrógeno conocen para evitar accidentes. El hidrógeno se maneja en grandes cantidades desde que en la primera década del siglo XX se empezó a fabricar amoníaco (NH_3 , con un átomo de nitrógeno y 3 de hidrógeno) en cantidades industriales gracias al proceso Haber-Bosch, este proceso, por cierto, es el que ha permitido que más de la mitad de la población actual

exista porque gracias al amoníaco se producen los alimentos necesarios para ello, por ese motivo en el Premio Nobel que se le concedió a Haber se decía que era por haber fabricado pan del aire, origen del nitrógeno empleado.

Y ahora, tras este inciso, y siguiendo con el hidrógeno, hay que reseñar otra característica del hidrógeno que es que, al ser una molécula tan pequeña, se cuela por cualquier resquicio, lo que exige emplear materiales especiales en las juntas, tuberías y equipos, y también obliga a emplear sistemas de soldaduras específicas y procedimientos de trabajo adaptados. Pero no terminan aquí sus acciones indeseables, ya que también vuelve frágil al acero, por eso es necesario emplear materiales especiales en su manejo, y, al ser mucho más ligero que el aire, el hidrógeno asciende rápidamente pudiendo formar bolsas en los techos mal ventilados, evitando por otra parte el que se formen bolsas a ras de suelo, lo cual es una gran ventaja.

Finalmente, decir que tiene una baja densidad energética frente al gas natural, la gasolina o el diésel, es decir, ofrece poca energía por unidad de peso en condiciones de uso (a presión atmosférica, el hidrógeno para ser líquido tiene que estar a -253°C , mientras que el gas natural “sólo” necesita -160°C , el amoníaco -33°C y la gasolina y el diésel son líquidos a temperatura ambiente; así, un litro de gasolina o de diésel tiene 8 veces la energía de un litro de hidrógeno a 700 bares de presión, que sigue siendo gas). Eso hace que viaje muy mal si se quiere emplear directamente como vector energético, ya que para que tenga una densidad energética mínimamente útil se almacena a 700 bares de presión

Por eso el hidrógeno no debe considerarse principalmente una fuente de energía, sino un vector energético o una materia prima, siendo en la actualidad más lo segundo que lo primero, [5.1].

Es vector energético porque es capaz de almacenar energía cuando está disponible y liberarla posteriormente a demanda cuando se necesita; asimismo, es capaz de transportar o transformar energía renovable eléctrica en otra energía utilizable en usos no eléctricos, como por ejemplo en forma de productos energéticos como combustibles sintéticos y biocombustibles, destacando el HVO (“Hydrotreated Vegetable Oil”), el SAF (“Sustainable Aviation Fuel”), que serán analizados más adelante, y otros productos “verdes”, es decir, fabricados a partir de energías renovables, como el e-metanol, e-metano y e-amoníaco. Destacar aquí que el HVO es una de las últimas soluciones amigables con el medioambiente que promete una evolución en los coches y en los combustibles.

Por otro lado, el hidrógeno es materia prima. Prácticamente el 100% del hidrógeno que actualmente se produce tiene ese papel ya que se emplea en la fabricación de amoníaco, combustibles, fibras textiles, alcoholes, grasas, otros productos orgánicos, etc. Es testimonial aún el uso del hidrógeno como combustible o fuente energética.

Es interesante comentar aquí los métodos de obtención del hidrógeno, que explican los distintos colores con que “se apellida” el hidrógeno. En primer lugar, se expone un resumen que recoge las opiniones más aceptadas, aunque en realidad aún no hay una opinión unánime para algunos colores como el blanco, el amarillo o el marrón.

El color viene determinado por el origen o la materia prima empleada, la tecnología empleada y el origen de la energía empleada, por eso, una buena manera de explicar los diversos métodos de obtención de hidrógeno que actualmente se conocen y que se pueden usar es seguir la siguiente guía, figura 5.1. Ésta refleja la situación actual, aunque ésta puede evolucionar.

No se tratarán aquí tecnologías con bajas emisiones en carbono (gasificación de metano, gasificación supercrítica de agua, reformado con plasma, fermentación oscura, fotofermentación, etc.), que están todavía en desarrollo y que no son viables a escala industrial, estando algunas en un estado embrionario.

Antes de explicar cada color, adelantar que si el objetivo es disminuir, e incluso eliminar, la emisión de gases de efecto invernadero, los hidrógenos a emplear serían el naranja (se trata de hidrógeno residual que actualmente se tira en su mayor parte), el blanco (actualmente es muy escaso a la espera de encontrar nuevas reservas reales, y además todavía está por ver el modo de extracción y la pureza obtenida), el rosa (dependiente de la energía nuclear que no está disponible en todos los países y cuya instalación tiene un ritmo inferior al de las energías renovables), el dorado (limitado por la disponibilidad de biogás que será muy escaso, ya que prioritariamente se empleará en sustituir al gas natural en aquellos usos que no se puedan electrificar como calcinadores), el azul (debería estar también en esta lista, aunque no se incluye generalmente ya que la principal materia prima empleada es el gas natural y hay un objetivo real, la desfossilización, más que la descarbonización), el turquesa (que se encuentra en el mismo punto que el azul, aunque por motivos geopolíticos tiene mejor prensa, ya que los grandes países industriales centroeuropeos no tienen acceso a grandes cantidades de energía renovable, luego el acceso al hidrógeno verde se les hace muy

FIGURA 5.1 | Colores del Hidrógeno

Colores del  Hidrógeno					
Color	Fuente de Energía	Materia Prima	Proceso más usado	Emisiones de GEI asociadas	Observaciones
Negro	Carbón bituminoso 		Gasificación	 Muy altas	A veces se incluye el producido con otros carbones
Marrón	Hidrocarburos pesados y otros carbones 		Gasificación	 Muy altas	
Gris	Gas Natural y otros Hidrocarburos 		Reformado de Vapor de Agua	 Altas	
Azul			Reformado de Vapor de Agua	 Medias	Es Hidrógeno gris con captura de CO2
Dorado	Bio-metano 		Reformado de Vapor de Agua o Pirólisis	 Negativas	Similar al Azul o al Turquesa pero empleando Biometano
Turquesa	Gas Natural 		Pirólisis	 Bajas	No se emite CO2 porque recoge el carbón sólido
Amarillo	Eléctrica de la Red Comercial 	Agua 	Electrólisis	 Medias/Bajas (depende del mix)	En otros listados se llama así al producto con energía solar
Verde	Eléctrica renovable salvo Biomasa 		Electrólisis	 Bajas o Nulas	
Rosa	Eléctrica de origen nuclear 		Electrólisis	 Bajas	
Rojo	Nuclear 	Diversas 	Diversos	 Medias/Bajas	Es el producto en plantas nucleares diferente al rosa
Naranja			Diversos	 Bajas o Nulas	Es el recuperado de procesos industriales diversos
Blanco	No necesita energía externa 	Naturaleza 	Yacimientos naturales	 Bajas o Nulas	Se quiere clasificar también así al naranja

FUENTE: Revista AIQBE, noviembre 2024

complicado pudiendo generar sin embargo el turquesa) y principalmente el verde (la gran esperanza ya que se puede obtener prácticamente en todo el planeta a partir de energía renovable y agua dulce, y hay que recordar que si tienes energía tienes agua dulce desalando el agua marina). Así, el hidrógeno verde es la gran baza del futuro industrial de la provincia de Huelva.

Como este texto trata de la provincia de Huelva, lo que procede es centrarse en el hidrógeno que actualmente se produce aquí, que es el gris mayoritariamente, produciéndose y consumiéndose en Huelva aproximadamente un tercio del todo el hidrógeno de España, y en el hidrógeno verde en el que se basa la nueva revolución industrial del que se espera beneficiar el territorio. Por tanto, se dejan los demás colores para otros estudios específicos.

El **Hidrógeno gris** es el producido mediante el reformado de gas natural con vapor de agua, sin captura del CO_2 (dióxido de carbono) producido. En este caso, la materia prima es gas natural que está compuesto por metano mayoritariamente, empleando también a veces hidrocarburos ligeros en vez de gas natural, que es como se producía en la provincia de Huelva hasta la llegada de Enagás y su infraestructura de distribución de gas natural. El reformado con vapor consiste en que cuando, en las condiciones y cantidades apropiadas, mezclamos gas natural y vapor de agua, se produce la reacción entre ambos y obtenemos por un lado el hidrógeno gaseoso procedente tanto del gas natural como del agua, y por otro lado el carbono del gas natural se combina con el oxígeno del agua para formar CO_2 , con lo que en este método se producen altas emisiones de CO_2 , aunque bastante menos que en el marrón y el negro (el metano, CH_4 , componente mayoritario del gas natural con un 95%, tiene un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno, y el agua, H_2O , contiene dos átomos de hidrógeno y uno de oxígeno). Teóricamente, aparte del gas natural gastado para obtener la energía necesaria, para tratar 16 toneladas de gas natural se necesitan 36 toneladas de agua, obteniendo 8 toneladas de hidrógeno y emitiendo 44 toneladas de CO_2 (se mezclan una molécula de metano y dos de agua y se obtienen 4 moléculas de hidrógeno, H_2 , y una de CO_2), esto sin contar, como se ha dicho, las emisiones de la energía empleada en todo el proceso.

Hay que nombrar aquí al hidrógeno azul que es simplemente hidrógeno gris al que se ha incorporado en el proceso de producción la captura del CO_2 generado, [5.2]. Hay que recordar que el CO_2 hay que capturarlo no

sólo para evitar emisiones a la atmósfera, sino porque es un gas clave en la vida cotidiana y en múltiples procesos industriales, siendo empleado en la industria agroalimentaria como potenciador de invernaderos para mejora de cosechas, en el sacrificio no cruento de animales, en el tratamiento de aguas, en el envasado de alimentos como el queso o, simplemente, en la fabricación de refrescos, agua con gas o cervezas. Es importante recordar el papel fundamental que tuvo en su forma sólida para poder transportar a todos los lugares del planeta las vacunas del Covid19 con las garantías necesarias de conservación. El azul es un hidrógeno que emplea tecnologías muy maduras y conocidas porque se hace a partir del gris que es el mayoritario actualmente, con tecnologías de captura de CO₂ conocidas, eficaces y eficientes, y cuyos límites reales son los regulatorios y legislativos en cada momento, es un magnífico hidrógeno para la transición energética y para poder alcanzar los objetivos planteados para desfossilizar la economía y la actividad.

El **Hidrógeno verde** es el obtenido a partir del agua mediante el empleo de métodos electrolíticos alimentados con energía renovable, [5.3]-[5.4], y se postula actualmente como el elemento clave para el transporte y el almacenamiento de energía renovable, pero teniendo en cuenta que la infraestructura de distribución eléctrica ya existe y que la del hidrógeno está por montar. La propuesta más generalizada, por ser actualmente la más lógica desde el punto de vista de la eficacia y de la eficiencia, es dedicar el hidrógeno verde a la fabricación de moléculas que ayuden a descarbonizar la economía y no emplearlo en la producción de energía eléctrica, salvo contados casos, [5.5]. No se debe confundir descarbonizar con electrificar. La energía eléctrica renovable, mayoritariamente, se debe transportar mediante las actuales redes, mejoradas y ampliadas, a los puntos de consumo actuales y a los de producción de hidrógeno verde para fabricar moléculas de alto interés, como se expondrá más adelante, y que se integrarán en la vida cotidiana. No sólo se trata de la movilidad, sino también de la fabricación de productos que actualmente proceden de la petroquímica fósil y que son la base de sociedad actual (plásticos, medicamentos, detergentes, fertilizantes, combustibles, alimentos, aditivos, etc.). Y para transportar el hidrógeno verde, la mejor forma, hasta que se construyan las infraestructuras específicas que están en proyecto, es como amoníaco verde (ya que 17 toneladas de amoníaco, relativamente fácil de manejar y transportar, contienen 3 de hidrógeno) o en forma de e-metano

(que puede aprovechar la actual red de gasoductos ya operativa; recordar que 16 toneladas de metano contienen 4 de hidrógeno). El metanol es peor agente de transporte ya que 32 toneladas de metanol contienen 4 de hidrógeno, luego será un buen combustible verde y una buena materia prima verde, pero un mal agente para transportar el hidrógeno.

Hay dos temas que afectan a los hidrógenos electrolíticos como el verde: el agua, [5.3], y las tecnologías de los electrolizadores.

Un “pero” que se le está poniendo al hidrógeno verde desde algunos sectores es el consumo de agua, comparado con el utilizado en la fabricación de hidrógeno gris o azul. Así, el consumo de agua para generar hidrógeno verde será algo mayor, igual o algo menor según el electrolizador que se emplee, la calidad del agua de partida y del sistema que se emplee en la generación de hidrógeno gris o azul en la comparativa. Más adelante se explican los tipos de electrolizadores existentes actualmente.

Resumiendo, y a grandes rasgos, el consumo de agua en la generación de hidrógeno verde es similar al consumo de agua en la generación de hidrógeno gris. Luego la sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno verde no supone un mayor consumo de agua, y ese va a ser en principio el principal destino del hidrógeno verde. Después, realmente se aumentará la producción de hidrógeno ya no sólo para sustituir al hidrógeno gris, sino para producir combustibles que sustituyan a los actuales combustibles fósiles, y a productos de todo tipo derivados del hidrógeno que también consumen agua en su producción. Lógicamente, al no incrementar el consumo de gas natural ni otros productos fósiles para suministrar los materiales necesarios para la creciente población del planeta, hay que incrementar la generación de hidrógeno verde, necesitando evidentemente agua para alimentar los electrolizadores. Hay que tener en cuenta que si existe disponibilidad de energía se podrá desalar agua marina y/o depurar aguas residuales, con lo que el teórico problema del agua en la producción de hidrógeno verde queda resuelto.

La tecnología de electrolizadores es el corazón de las plantas generadoras de hidrógeno verde, porque en ellos se descompone el agua en hidrógeno y oxígeno. Hay que aclarar que actualmente todos los sistemas operativos existentes necesitan agua completamente desionizada, es decir, agua ultrapura. El método empleado para lograrlo (resinas, electrodeionización, etc.) no importa, siempre y cuando se consiga la calidad necesaria. Se sigue investigando el poder emplear agua sin necesidad de ese grado de pureza

que implica un mayor consumo de energía y de agua por los rechazos en los procesos de depuración.

En general, los electrolizadores se diferencian en el tipo de electrolito y en el modo que generan la reacción, y se exponen aquí las principales tecnologías de electrolisis actualmente disponibles, cada una con sus características propias, teniendo en cuenta que la electrolisis es una tecnología que está avanzando a gran velocidad con muchos grupos de trabajo en todo el mundo intentando hacer viables tecnologías cada vez más eficientes. Por eso solo se nombran aquí las dos que están actualmente operativas y las dos emergentes que están más avanzadas en su desarrollo.

- **Electrólisis alcalina:** la tecnología alcalina es la más usada y desarrollada. Se basa en un electrolito líquido, generalmente hidróxido de potasio (KOH). Su funcionamiento es bastante eficiente y produce hidrógeno a presiones de hasta 30 bar con costos relativamente bajos. Sus principales desventajas son el ambiente corrosivo que se genera debido al electrolito, que tiene una respuesta lenta y que su diseño no es compacto, lo que puede dificultar su integración en plantas donde conviven diversos sistemas, aunque es la tecnología más madura actualmente.
- **Electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM):** los electrolizadores basados en membranas de intercambio de protones (PEM) son más recientes y eficientes. Utilizan un electrolito sólido (membrana) que permite una mayor flexibilidad y un diseño más compacto. Además, responden mucho mejor a los cambios en la demanda de energía, no obstante, su principal desventaja es el uso de metales nobles como catalizadores, lo que aumenta considerablemente los costes y las dependencias geoestratégicas y geopolíticas (es importante recordar aquí la dependencia de Europa y España de estas materias primas de países como Rusia y China). A pesar de esto, son los que mejor se adaptan para trabajar directamente con fuentes intermitentes como la eólica o la solar.
- **Electrólisis de óxidos sólidos (SOEC):** los SOEC, o electrolizadores de óxido sólido, operan a temperaturas muy elevadas, por encima de los 500°C, pudiendo integrarse con fuentes de calor renovables y/o

residuales, esto les permite ser extremadamente eficientes en plantas de cogeneración (hasta un 95% de rendimiento) en comparación con las otras tecnologías. Aunque esta tecnología tiene gran potencial, está aún en desarrollo su fabricación comercial por sus altos costes de producción, junto con la necesidad de materiales resistentes a altas temperaturas, suponiendo todo ello todavía un reto.

- **Electrólisis de membrana de intercambio aniónico (AEM):** es una tecnología muy prometedora, pues tiene la inmensa ventaja de no necesitar metales nobles como catalizadores, y su nombre viene del uso de membranas de intercambio aniónico (AEM), también es conocida como tecnología híbrida entre alcalina y PEM (tiene lo mejor de ambas tecnologías y no lo peor). Esta tecnología podría abaratar sobremedida el coste de los electrolizadores. No obstante, su eficiencia es todavía baja (en torno al 50%) y no puede operar a presiones muy altas (menos de 30 bares). Si estas barreras tecnológicas se soslayan es, probablemente, la tecnología más prometedora en un futuro próximo.

Tras lo expuesto es claro, en opinión de los autores, que para descarbonizar la sociedad es necesario el uso del hidrógeno. Entre todos los que existen (ya se ha visto que siempre es el mismo hidrógeno, sólo se nombra con un color diferente según la materia prima de origen, el origen de la energía consumida y la tecnología empleada) habría que orientarse a potenciar el azul en primer lugar (principalmente durante la transición energética) y, posteriormente, aquellos cuyas tecnologías vayan madurando y que permitan generar hidrógeno a bajo coste, sin consumo de materias primas fósiles, con bajas emisiones de CO₂ y sin consumo masivo de materias primas críticas (ahí están el naranja, el verde y el rosa, seguidos del turquesa, mientras madura y se confirma o no la apuesta por el blanco). La provincia de Huelva es un potencial centro de producción a gran escala del verde y del azul, y en menor medida del naranja. Del blanco no se tienen noticias de prospecciones en la provincia.

Añadir aquí que, en aras de una mejor organización que permita conseguir los objetivos ya comentados, se prevé la aprobación por parte de la UE

de una nueva clasificación del hidrógeno. Esta nueva clasificación incluiría 5 tipos de hidrógenos, con las correspondientes certificaciones según la legislación que se establezca:

- **Renovable de origen biológico:** producidos con desechos y residuos de origen biológico de actividades agrarias, silvicultura y actividades conexas.
- **Renovable de origen no biológico (RFNBO):** producido con fuentes renovables (salvo biomasa), como por ejemplo el hidrógeno producido a partir de energía fotovoltaica y/o solar y sus derivados (amoníaco o metanol verde, por ejemplo), a partir de instalaciones de nueva construcción, debiendo existir una correlación temporal y geográfica entre el hidrógeno producido y la generación de la energía renovable empleada. Además, se debe demostrar que reduce más del 70% de las emisiones de gases de efecto invernadero que un hidrógeno producido con fuentes fósiles.
- **Renovable (No RFNBO):** igual que el anterior, pero si no cumple los tres requisitos, aunque sí dos de ellos.
- **Hipocarbónico:** producido con fuentes no renovables, pero con reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de más del 70%, por ejemplo, con captura de CO₂.
- **Fósil:** producido con fuentes no renovables y sin reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

5.3. Biocombustibles

Según la Real Academia española (RAE), un biocombustible es aquel “combustible obtenido mediante el tratamiento físico o químico de materia vegetal o de residuos orgánicos”. Antes de ver cada biocombustible en particular, dado que hay gran variedad, es bueno conocer algunas generalidades de ellos y después se explicarán sus características y formas

de fabricación, así como las posibilidades que este tema abre a la provincia de Huelva.

En España se vienen usando los biocombustibles desde hace bastantes años de forma habitual, así, por ejemplo, cuando se reposta un vehículo diésel se indica en el surtidor y en el depósito del vehículo la clave B7 que significa que tiene un 7% de biodiésel y un 93% de diésel de fuentes fósiles (en realidad puede ser entre un 3'5% y un 7%, ya que el biodiésel obtenido de residuos y no de aceites puros se cuenta como doble), y si es de gasolina pone E5 o E10 que significa que tiene un 5% o un 10% de bioetanol.

Y aunque el B7 es el más usado en España, también se pueden encontrar el B10 y el B30. El B30, en concreto, con un 33% de biodiésel, es el conocido como diésel R33 o azul. La mayoría de los vehículos que se venden en España pueden funcionar sin problemas con B7 y B10, e incluso, con reservas pueden emplear el B30, pero se necesitan modificaciones, especialmente en los plásticos, para poder funcionar con 100 % biodiésel. Además, el biodiésel tiene limitaciones de uso a bajas temperaturas, limitando por tanto cuándo y cómo usarlo, siendo más problemático mientras más puro es, de ahí que se emplee mayoritariamente en forma de mezcla con el diésel fósil.

Lo mismo cabe decir de la gasolina con el bioetanol, aunque la gasolina más empleada es la E5, es posible encontrar la E10, que contiene hasta un 10% de bioetanol, e incluso la E85, que contiene hasta el 85% del total. El uso del bioetanol puro necesita de modificaciones en el motor, como pasa con el biodiésel, para evitar daños por corrosión, pérdida de potencia y excesivo incremento del consumo.

Otros biocombustibles que se encuentran disponibles son el HVO, el SAF, el metanol verde, el amoniaco verde, la biomasa y el biogás/biometano.

El HVO y el SAF (llamados coloquialmente diésel y keroseno sintético) se producen de forma muy parecida, como se verá después. Así, el HVO, que es aceite vegetal hidrotratado ("Hydrotreated Vegetable Oil"), no se puede distinguir del diésel de origen fósil, se puede usar incluso con muy bajas temperaturas ambiente y tiene gran densidad energética, con la gran ventaja de que se puede emplear en los motores actuales sin hacer modificaciones. Y lo mismo pasa con el SAF ("Sustainable Aviation Fuel") que es combustible de aviación sostenible que poco a poco está aumentando su uso y que se puede emplear sin necesidad de modificaciones en los motores.

Sobre el metanol y el amoniaco verdes hay que decir que su uso estará muy ligado al tráfico naval en cuyo uso se está posicionando muy fuerte gracias a que la empresa MAN fabricante de grandes motores navales ha conseguido poner a punto grandes motores navales tanto de metanol como de amoniaco, teniendo el amoniaco una mayor autonomía por su mayor densidad energética, siendo esta una cualidad muy apreciada en este transporte a grandes distancias y disminuir por tanto el número de repostajes necesarios o el tamaño de los depósitos de combustible. El metanol y el amoniaco son dos materias primas básicas en la industria química mundial, y aparte de que puedan emplearse en otros buques, lo más lógico es que los buques que transportan estas materias primas las usen como combustibles.

La biomasa (madera de bajo valor comercial, paja, rastrojos, restos de poda, etc.) es un biocombustible que usa la humanidad desde que conoce y domina del fuego, pero hace sólo unos pocos años que ha tomado la relevancia que merecía como fuente de energía renovable, viéndose además como es una tecnología clave que ayuda a realizar una selvicultura adecuada de las grandes zonas arboladas y en la retirada de restos de agricultura, evitando con ello incendios forestales o bajando su intensidad, [5.6]-[5.7].

Finalmente, para terminar este apartado, decir que el biogás y el biometano serán clave en la descarbonización de la sociedad, ya que usarán residuos en su producción, dando uso a gases residuales que actualmente se emiten a la atmósfera.

Una vez terminada esta introducción, se explicará con más detalle cada uno de ellos y su importancia en la provincia de Huelva.

5.3.1. Biodiésel

En este texto se habla del biodiésel procedente de los aceites residuales orgánicos, ya que es el que se produce de forma mayoritaria en las empresas ubicadas en Huelva. En concreto, en el fabricado a través de la transesterificación, que es el proceso más utilizado en la actualidad para la producción de biocombustibles a partir de aceites o grasas residuales como, por ejemplo, el aceite de cocina usado (UCO, “Used Cooking Oil”) o el

líquido residual generado durante la extracción del aceite de palma (POME, “Palm Oil Mill Effluent”), [5.8]-[5.9].

Este proceso necesita antes de un refinado que permita eliminar las impurezas que contienen, siendo LIPSA, una de las empresas ubicadas en la provincia de Huelva, pionera en estos procesos y referente a nivel mundial en los mismos. La transesterificación es la reacción química entre un aceite/grasa y un alcohol, necesitando el uso de catalizadores específicos y condiciones de temperatura y presión adecuadas. En esta reacción se obtienen ésteres alquílicos de ácidos grasos, que es lo que se conoce comúnmente como biodiésel o FAME (“Fatty Acid Methyl Ester”, ésteres metílicos de ácidos grasos), y glicerina como subproducto.

FIGURA 5.2 | Producción de biodiésel

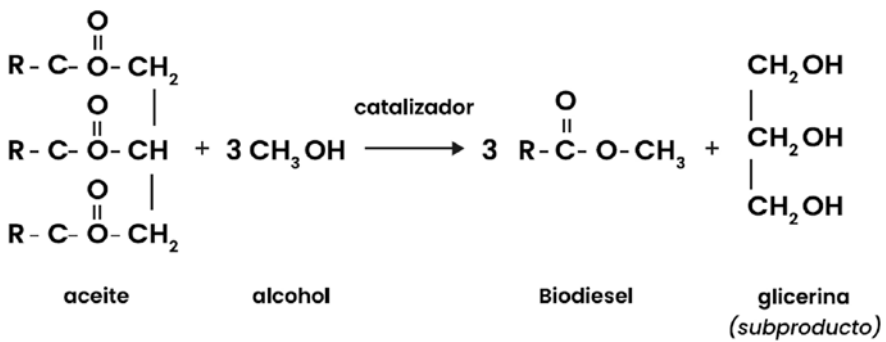
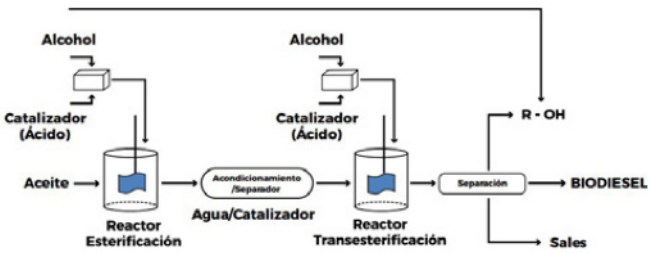


FIGURA 5.3 | Obtención de biodiésel



FUENTE: Revista 43 de AIQBE, 2023

La producción de biodiésel en la provincia de Huelva hace que el Puerto de Huelva sea el primero en España y segundo en Europa -tras Róterdam- en tráfico de biocombustibles y sus materias primas, algo que facilita el desembarco de nuevas instalaciones para nuevos combustibles que ayudarán a incrementar, a su vez, este tráfico.

5.3.2. Bioetanol

El bioetanol es un biocombustible (y materia prima) obtenido mediante un proceso de fermentación a partir de residuos orgánicos vegetales. En la provincia de Huelva no se produce actualmente, aunque hay algunos proyectos para emplearlo como materia prima (además de su uso actual en gasolinas y otros procesos), por lo que no será tratado en detalle en este trabajo.

5.3.3. HVO/SAF

Entre las reacciones existentes para producir biocombustibles están las de isomerización, que es como se producen el HVO y el SAF, que se pueden considerar combustibles sintéticos, y de los que ya se ha hablado anteriormente. Se producen mediante reacciones que tienen al hidrógeno como materia prima y precisan de altas temperaturas y presiones, así como de un catalizador adecuado para llevarla a cabo. Las mismas unidades que fabrican HVO son capaces de fabricar SAF que poco a poco irá subiendo su porcentaje en los depósitos de los aviones comerciales porque es evidente que el transporte aéreo y la mayoría del marítimo seguirán usando combustibles líquidos (HVO, SAF, metanol verde, amoníaco verde, combustibles sintéticos, etc.), y estos estarán fabricados, sin duda, a partir de residuos y/o hidrógeno verde. Además, es necesario tener en cuenta que, hasta la total electrificación de la movilidad personal, los vehículos de combustión interna deberán prepararse para consumir gasolinas y gasóleos con una proporción cada vez mayor de biocombustibles, como el biodiésel y el bioetanol, aunque, como se ha visto anteriormente, el HVO se puede emplear directamente sin modificar los vehículos y el bioetanol se puede

usar con un porcentaje muy alto de pureza también. Es importante señalar que no hay estudios que puedan aventurar una fecha de electrificación de la movilidad a nivel global, por lo que es probable que no se termine dando, y la humanidad seguirá empleando motores de combustión interna durante bastantes décadas.

En Palos de la Frontera, Moeve y Bio Oils están terminando la construcción de la mayor planta para producción de HVO/SAF del sur de Europa que producirá en una primera fase hasta 500.000 t/año y debe estar operativa en 2026, estando prevista su ampliación posteriormente.

5.3.4. Metanol verde

El alcohol metílico, conocido comercialmente como metanol, es el más sencillo de todos los alcoholes, ya que contiene un solo carbono (su fórmula química es CH_3OH), [5.10]. En su estado líquido es incoloro (con el típico olor a alcohol), volátil e inflamable, además de ser tóxico (como todos los alcoholes), por lo que debe ser manejado con cuidado por profesionales, [5.11]. En todo caso, las plantas que se proyecten serían seguras de manejar, al ser procesos muy maduros y conocidos.

El metanol es uno de los productos químicos más usados con multitud de usos, como puede ser solvente, combustible y materia prima química en la producción de biocombustibles (como se ha explicado anteriormente), productos orgánicos fundamentales como formaldehído, ácido acético y otros usados en la fabricación de medicamentos, adhesivos, plásticos, etc.

El seguro crecimiento mundial de los sectores de la automoción y de la construcción por el aumento de la población mundial y la mejora de la calidad de vida general generará, sin duda, un gran crecimiento en la demanda de metanol, y eso sin contar con el uso del metanol como combustible, especialmente en el transporte naval, sustituyendo a combustibles fósiles. Así, se espera llegar a una producción de más de 500 millones de toneladas en 2050, cuando actualmente la producción mundial está en torno a los 100 millones de toneladas anuales, siendo actualmente metanol gris la casi totalidad de la producción a partir de materias primas fósiles (gas natural, carbón, etc.).

El necesario impulso al metanol verde obligará a desarrollar mejores tecnologías en la captura de carbono y en la producción de hidrógeno verde (las dos materias primas necesarias) ya que actualmente el metanol verde cuesta entre 3 y 5 veces lo que cuesta el metanol gris, [5.12]. Este alto coste del metanol verde es debido al coste de las materias primas (el hidrógeno verde puede estar entre 4 y 6 €/kg frente a los 1'5 €/kg del hidrógeno gris, mientras que la tonelada de CO₂ capturado puede estar en el entorno de los 100 €/tonelada) y el gran gasto energético que tiene frente al gris. A esto hay que añadir que la excesiva regulación hace que el verde esté muy lejos del gris en cuanto a competitividad económica. Una ventana al optimismo se abre con la reciente normativa sobre hidrógeno “bajo en carbono” que flexibiliza la normativa de producción de hidrógeno verde, lo que permitirá incrementar las horas de funcionamiento de las plantas, ayudando a reducir la diferencia de precios entre el metanol gris y el verde.

Aunque el proceso de fabricación del metanol verde, una vez se tienen las materias primas, es similar al proceso del metanol gris, el acceso a estas materias primas convierte realmente a estas plantas en una nueva aventura donde es muy importante que las plantas sean grandes para minimizar el coste unitario.

Actualmente están en montaje una planta de 50.000 t/año (planta eM-Numancia de e-Metanol de Elyse en Garray, Soria) y otra de 35.000 t/año (planta Kassø de European Energy, que producirá metanol verde para LEGO y estará ubicada en Aabenraa, Dinamarca; aunque tendrá capacidad para producir 50.000 t/año, empezará a producir 35.000 t/año).

Una planta para producir 80.000 toneladas anuales, por ejemplo, requeriría una inversión inicial de entre 70 y 100 millones de euros, sin incluir los costes de las plantas de hidrógeno verde y de captura de CO₂, y tendría como necesidades aproximadas de materias primas 16.000 t/año de hidrógeno verde y 128.000 t/año de CO₂. Aquí no se contemplan otros insumos necesarios como potencia eléctrica (tanto para la planta como para los generadores de hidrógeno verde), vapor, refrigeración y suelo, entre otros.

La provincia de Huelva en particular puede ser un gran referente en la producción de metanol verde por varios motivos:

- Capacidad de producir hidrógeno verde por sus capacidades de generar energía renovable y tener agua de calidad sin necesidad de desalar.

- Posibilidad de acceder a grandes cantidades de CO₂, tanto biogénico procedente de la biomasa, como industrial por la existencia de un gran polígono industrial y de tres cementeras cercanas. Indicar que sobre el uso del CO₂ industrial para su captura y uso en la fabricación de productos verdes hay una gran controversia, en la que no se entra en este trabajo, y que deberá resolver la UE en su normativa cuanto antes.
- Gran experiencia en profesionales y empresas en el manejo del hidrógeno, del CO₂ y del mismo metanol.
- Empresas que son grandes consumidoras de metanol gris actualmente.
- Posibilidad de convertir al puerto de Huelva en el referente para el repostaje de buques que empleen metanol verde.
- Existencia de empresas logísticas habituadas al manejo del metanol.

Si se solucionan los actuales problemas de infraestructuras para acceder a la energía renovable y al agua, en Huelva se podrían instalar proyectos con un total aproximado de cerca de 3 millones de toneladas al año de producción de metanol verde, algo histórico ya que el metanol es un producto que actualmente no se produce en la provincia de Huelva, sólo se consume.

A continuación, se hace una relación de los proyectos de producción de metanol verde anunciados y que se encuentran en diversos estados de desarrollo, recordando que, si no se resuelven los problemas de acceso a energía y agua, además de los problemas normativos y regulatorios. este desarrollo no podrá llevarse a cabo y quedará todo en una gran posibilidad perdida para la provincia de Huelva:

Magnon Green Energy: 250.000 t/año en Huelva.
Planta conjunta de C2X (Maersk) con Moeve: 300.000 t/año en Huelva.

C2X (Maersk): 700.000 t/año en Huelva.

MetGreenPort de Anasol: 150.000 t/año en Huelva en su primera fase pudiendo llegar a 1.000.000 t/año si se completa el proyecto.

Elyse: 250.000 t/año en Huelva.

Avalon: 350.000 t/año en Huelva.

5.3.5. Amoníaco verde

El amoníaco verde es similar al amoníaco normal y se le llama verde porque la energía usada y el hidrógeno empleado proceden de fuentes renovables.

Es un gas incoloro (las fugas generan una nube blanca por combinarse con la humedad del aire) y tiene un olor muy característico. Sus soluciones en agua tienen carácter básico, reaccionando con los ácidos, siendo necesario adoptar medidas especiales en su manipulación ya que es explosivo y tóxico [5.13]-[5.14]-[5.15]. Es líquido a presión atmosférica y -33°C, lo que facilita mucho su manipulación en forma líquida para su transporte y almacenamiento.

La producción mundial de amoníaco en el año 2020 fue de 183 millones de toneladas, esperando que se superen los 220 millones de toneladas para 2030 y los 560 para 2050.

El motivo de este incremento tiene tres causas fundamentales. Por un lado, el incremento de la población mundial, que según Naciones Unidas se espera que llegue a 9.700 millones de personas en 2050, [5.16], hasta alcanzar el máximo de 10.300 millones de habitantes sobre el año 2080, iniciándose posteriormente una disminución hasta situarse en unos 10.200 millones a finales de siglo. Actualmente, un 25% de la población mundial vive en países que ya han alcanzado su máxima población, y se calcula que para el año 2100 África superará en población a Asia. Este incremento de personas necesita de un incremento similar en la producción de alimentos disponibles sin aumentar la superficie cultivable, y ello sólo es posible mediante

fertilizantes, mecanización adecuada, fitosanitarios selectivos, elección de cultivos adecuados a los territorios y necesidades, uso de variedades seleccionadas (semillas mejoradas, transgénicos, etc.) y cadenas logísticas adaptadas y eficientes que incluya la planificación adecuada de las variedades de cultivos a emplear en cada territorio. En lo referente a los fertilizantes, indicar que están basados principalmente en amoníaco, para suministrar nitrógeno (N), derivados del ácido fosfórico, para proporcionar fósforo (P), y fuentes de potasio (K), además de otros elementos en menor concentración.

Por otro lado, el amoníaco, aparte de sus muchos usos químicos e industriales (limpieza y desengrasado, refrigerante, fabricación de plásticos, explosivos, fibras sintéticas, medicamentos, complementos alimenticios, urea, etc.), va a ser usado, como ya se ha dicho, como combustible naval, estando ya construyéndose varios buques con esta motorización.

Finalmente, el amoníaco verde se plantea como un magnífico vector energético, mejor incluso que el hidrógeno, para poder almacenar y transportar a largas distancias el exceso de energía renovable en momentos de bajo consumo y alta producción, siendo también la mejor forma de transportar eficientemente hidrógeno verde/renovable a grandes distancias desde los lugares de producción, como Huelva, a los lugares de uso, como puede ser el centro de Europa.

Con este producto la provincia de Huelva está en una posición privilegiada, mejor incluso que en el caso del metanol verde, ya que aquí se encuentra la mayor planta de producción de amoníaco y urea de España, lo cual ha generado un ecosistema ideal para que estas nuevas plantas que tienen que instalarse lo hagan en la provincia de Huelva, ya que se dispone de personal cualificado, empresas que saben trabajar con el amoníaco con los procedimientos adecuados, y una logística robusta y madura que es capaz de transportar amoníaco de forma segura y eficiente tanto por vía marítima como por vía terrestre (camión y ferrocarril).

Estas plantas podrán estar ubicadas cerca de la zona portuaria para acceder a la vía marítima mediante tuberías directas, y también podrán hacerlo en ubicaciones más lejanas donde puedan acceder directamente a energía renovable disponible sin necesidad de usar las redes de transporte/distribución. Importante recordar que las materias primas para fabricar amoníaco son electricidad, agua y aire. Esas plantas instaladas en un radio de unos 60/70 kilómetros de las infraestructuras portuarias podrán después,

vía terrestre, enviar su producción a los agentes logísticos adecuados si necesitan usar el transporte marítimo.

En definitiva, igual que con el metanol verde, se abre una ventana muy interesante de industrialización de Huelva mediante la fabricación de amoniaco verde, bien con la transformación de la actual producción, bien con la producción de nuevo amoniaco verde, como en el proyecto de Go Energy Group en San Juan del Puerto, que empleará 100 MW de electrolizadores para generar el hidrógeno verde necesario.

5.3.6. Biomasa

La provincia de Huelva es la segunda más arbolada de España, lo cual la convierte en un gran productor de biomasa leñosa que puede tener diversos usos, desde el uso como madera de construcción o fabricación de muebles, hasta su empleo como materia prima en las plantas de generación eléctrica a partir de biomasa. En este sentido Huelva tiene el mayor centro de producción de energía eléctrica a partir de biomasa, instalada por Magnon Green Energy en Huelva con 137 MW de potencia en tres grupos. Esta instalación la convierte además en la mayor productora de CO₂ biogénico, más de un millón de toneladas al año, que es la materia prima para la producción de moléculas verdes indispensables para la transición energética y la desfosilización de la economía y de la sociedad. En esta planta se genera más de 1 TWh/año de energía eléctrica, [5.17].

La biomasa es actualmente la única fuente renovable gestionable capaz de dar estabilidad al sistema eléctrico las 24 horas del día, y la renovable con mayor balance económico positivo, gracias a que su aprovechamiento crea empleo, impulsa el desarrollo rural y aporta destacados beneficios ambientales. Entre estos destaca la gestión sostenible de restos vegetales, especialmente agrícolas, que contribuye al cuidado y limpieza de montes y reduce hasta en un 70 % el riesgo de incendios.

El adecuado cuidado de las importantes masas forestales onubenses, para impedir incendios forestales incontrolables, y el esperado mayor desarrollo agrícola, permitirá, con toda seguridad, ampliar la potencia instalada y la energía generada en la provincia de Huelva. Si este desarrollo

tuviera lugar en lugares distintos a las actuales ubicaciones por cuestiones de economía de logística, ayudaría a fijar población al territorio.

No se contempla aquí como biomasa el uso marginal de leña en las chimeneas domésticas ni la producción de pellets para el mismo fin.

5.3.7. Biogás, biometano y biopropano

En la provincia de Huelva hay pocos proyectos de biogás en funcionamiento o en desarrollo, para su capacidad real de producción y, sobre todo, de consumo, ya que podría sustituir al gas natural fósil empleado en grandes cantidades, sobre todo en el sector industrial, [5.18]. Actualmente son relevantes los siguientes proyectos:

- Planta de biogás en la EDAR de Huelva. El biogás generado se emplea para generar el 60% de la energía eléctrica consumida en la planta.
- Planta de biogás en GUNVOR (Palos de la Frontera) a partir de agua residual industrial, lo cual es una cuestión altamente novedosa.
- Hay tres plantas de biogás en desarrollo, una en Cartaya, otra en Huelva, y una tercera en Calañas que tratarán residuos de diversos orígenes urbanos e industriales.

Dada la importancia de los sectores ganaderos y agrícolas de la provincia, se espera un fuerte desarrollo a medio plazo de plantas de generación de estos gases, que además se benefician de tres importantes aspectos:

Se dispone de una buena red de distribución de gas natural, que permite inyectar el biogás generado.

En el sector industrial de la provincia de Huelva hay un gran consumo de gas natural que puede, y debe, ser sustituido por biogás, garantizando que con un coste asumible pueda ser usado el biogás generado en lugar del gas natural, de origen fósil.

La planta de Enagás, en Palos de la Frontera, puede gestionar bioGNL, biogás y biometano, y tanto Repsol como Moeve pueden gestionar perfectamente el biopropano que se pudiera generar.

5.4. Proyectos innovadores

La provincia de Huelva, por sus características, tiene la oportunidad de acoger proyectos innovadores en el sector de la economía circular, en el más amplio sentido de la palabra, [5.19]. A continuación, se comentan algunos de los que ya están en marcha, con los resultados esperados.

- **PROYECTO CIRCULAR DE ATLANTIC COPPER:** Atlantic Copper espera tratar en sus instalaciones de Huelva 60.000 t/año de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos para recuperar metales críticos de los que depende la economía europea por la alta dependencia externa

de los mismos. Será un referente en todos los sentidos, tecnológicos y de responsabilidad social y ética.

- **PROYECTOS DE RECICLAJE DE PLÁSTICOS:** hay varios proyectos en diversas fases de desarrollo/aprobación con diversas soluciones a este grave problema. Hay proyectos que producirán biocombustibles o aceites que servirán de materia prima para la fabricación de biocombustibles, y también hay un proyecto para recuperar completamente el plástico usado para producir nuevo plástico 100% reciclado con energía renovable.
- **PLANTAS DE FABRICACIÓN DE ELECTROLIZADORES PARA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE:** aquí tenemos principalmente dos empresas, ARIEMA, con sede en Huelva, que plantea instalar una gran factoría de fabricación propia de los electrolizadores con tecnología propia, desarrollada en sus instalaciones en colaboración con la Universidad de Huelva (a través del Centro de Investigación en Tecnología, Energía y Sostenibilidad, CITES) y respaldada por las experiencias desarrolladas en el INTA (Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial); y por otro lado TRINA Solar, que es una empresa fabricante de placas fotovoltaicas y electrolizadores que tiene planteada en una segunda fase de su ubicación en Huelva (la primera fase es una planta de generación de hidrógeno verde) la instalación de una planta para ensamblar electrolizadores con tecnología propia.
- **PLANTAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE:** hay varias empresas (Hygreen Energy, Rolwind, Iberdrola, TRINA Solar, etc.) que tienen ambiciosos proyectos para la producción de hidrógeno verde para su uso por terceros en la fabricación de metanol, amoníaco y otras moléculas, estando prácticamente todas pendientes de las concesiones de agua (algunas ya las tienen) y sobre todo de los puntos de conexión a la red eléctrica, para acceder a la energía renovable necesaria.
- **PLANTAS DE RECUPERACIÓN DE BATERÍAS USADAS:** varias empresas han mostrado interés (sin concretarse inversión alguna hasta el

momento) en ubicar en la provincia instalaciones para recuperar materiales críticos procedentes del reciclaje de baterías usadas.

- **PLANTA DE IPA:** Moeve, en su planta química de Palos de la Frontera, está ultimando la primera planta de alcohol isopropílico (IPA) de España, y lo hará a partir de materias primas renovables, pudiendo producir hasta 80.000 t/año de este producto esencial y estratégico muy usado como disolvente y desinfectante (es el alcohol de los geles hidroalcohólicos, por ejemplo). Este es sólo un ejemplo de los nuevos procesos y nuevas plantas que se están implantando en la provincia.

Es interesante comentar un último proyecto relacionado con el frío residual. En Palos de la Frontera está la segunda mayor planta de España de gasificación de gas natural licuado, propiedad de Enagás. El gas natural licuado se almacena en 5 depósitos en superficie que suman un volumen disponible total de 619.500 m³ y una capacidad de gasificación de 1.350.000 Nm³/h. El almacenamiento del gas natural licuado es a presión atmosférica y a una temperatura de -160°C, teniendo que calentarse para su gasificación y posterior compresión para su envío a los distintos destinos. Para ello se emplea principalmente agua marina mediante intercambiadores, aunque también se puede obtener un ahorro energético en otras instalaciones, e incluso producir energía eléctrica mediante el empleo de un generador mediante absorción, equipos complicados y de baja potencia en general. El ahorro proviene de sustituir la generación de frío mediante equipos que consumen grandes cantidades de energía eléctrica y/o agua por frío procedente del GNL licuado. A finales del siglo XX ya funcionaba un sistema mediante el cual se enfriaba el agua de la torre de refrigeración de ácido sulfúrico de FMC Foret, en Palos de la Frontera, en la parcela aledaña de Enagás, y estuvo en marcha hasta el cierre de la instalación de FMC Foret. En estos momentos se encuentra en desarrollo e implantación un sistema mediante el cual una salmuera se enfriará hasta -60°C para suministrar frío con diversos usos (congelación de alimentos, frío industrial, etc.), estando previsto que, en su vuelta a Enagás (previsto a -30°C) siga suministrando frío a otros

usuarios que requieran frío, pero que no necesiten llegar a temperaturas más bajas. Este frío tiene una huella cero de emisión de gases de efecto invernadero. Además, en la misma instalación existe un Sistema ORMAT de aprovechamiento del frío, que consiste en un ciclo Rankine donde el foco caliente es el agua de la Ría y el foco frío es el gas natural licuado; este equipo tiene menos de 3 MW de potencia.

En cuanto al desarrollo de otras energías renovables, a las demostradas posibilidades de generación eléctrica fotovoltaica y eólica de la provincia de Huelva, se deben añadir oportunidades en los campos termosolar, eólica solar, agrovoltaje, hidráulica, marina, [5.20], geotérmica o de valorización energética de residuos, como se ha comentado en el capítulo 3.

En definitiva, la existencia del tejido industrial onubense, además de otros aspectos que ya se han comentado en este trabajo, está haciendo que continuamente se estén acercando posibles inversores al territorio. Se han citado algunos proyectos ya concretados, una muestra del alto nivel de interés que la provincia de Huelva ha despertado en el sector industrial.

5.5. Almacenamiento energético

El almacenamiento energético es clave para el pleno desarrollo de las energías renovables dada, en general, la no gestionabilidad de las mismas, [5.21]-[5.22]. La gestionabilidad hace referencia a la posibilidad de generar e inyectar energía a la red de transporte y distribución de energía eléctrica en cualquier momento, sin importar las condiciones meteorológicas existentes en ese momento (como falta de sol o viento) o el momento del día que sea (día o noche). En definitiva, se trata de almacenar la energía renovable, la que sea, cuando se genera, para poder usarla cuando es necesario.

El almacenamiento más conocido y empleado actualmente en Huelva es el almacenamiento de energía eléctrica en baterías de distintos tipos, aunque hay más sistemas, dos de los cuales podrían tener amplio uso en Huelva, además del citado en baterías.

Un sistema de almacenamiento que podría tener alguna presencia en Huelva es el llamado de “bombeo reversible”, en el mismo se aprovecha el

excedente de energía renovable para retornar agua bombeada a un embalse aguas arribas desde el que se turбина para generar electricidad en los momentos en los que hay necesidad. En Huelva se podría plantear su uso en el futuro embalse de Coronada ya que al tener al embalse de La Alcolea en el curso más bajo del río esta podría actuar de depósito inferior. Y la otra posibilidad más cercana en el tiempo es aprovechar el actual embalse de El Andévalo para lo mismo ya que tiene el embalse de El Chanza aguas abajo, empleando el mismo principio y teniendo la posibilidad de instalar una planta hidroeléctrica de 75 MW de potencia.

El otro sistema que tendría futuro en Huelva sería el almacenamiento térmico. Para almacenamientos de más de 30 MW de potencia, es económicamente viable emplear almacenamiento térmico. La energía sobrante se almacena en sales fundidas para después devolver esa energía en forma térmica, si así se requiere, o en forma de energía eléctrica tras producir vapor apto para su uso en turbogeneradores.

5.6. Referencias bibliográficas del capítulo 5

- [5.1] Llera Sastresa, E. M. y Zabalza Bribián, I. (2011). Hidrógeno: producción, almacenamiento y usos energéticos. Ediciones Prensas de la Universidad de Zaragoza. ISBN 978-84-152-7494-7.
- [5.2] Nanda, S., N. Vo, D. y Nguyen, V. (2022). Captura y conversión de dióxido de carbono. Editorial Elsevier. ISBN 978-03-238-5585-3.
- [5.3] Water for hydrogen production, International Renewable Energy Agency, IRENA
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Dec/IRENA_Bluerisk_Water_for_hydrogen_production_2023.pdf
- [5.4] Madrid Vicente, A. (2022). El Hidrogeno Verde. Manual Técnico. Amv Ediciones. ISBN 978-84-124-9660-4.

- [5.5] Blanco Álvarez, F., Cabañeros Robles, R., Corrales Llavona, J., del Campo Gorostidi, J. J., Fidalgo Valverde, G., Iglesias Rodríguez, F. J., Morilla Losada, C. y Pérez Rodríguez, J. M. (2024). El hidrógeno verde. Vector de descarbonización y combustible sostenible. Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Noroeste de España. D.L.: as-1375-2024.
- [5.6] Martín Lara, M. A. y Calero de Hoces, M. (2020). Energía de la biomasa y biocombustibles. Universidad de Granada. ISBN 978-84-338-6697-4.
- [5.7] Grande Tovar, C. D. (2013). Residuos agroindustriales. E3 Ediciones. ISBN 978-95-859-0355-5.
- [5.8] Knothe, G., Van Gerpen, J., Krahl, J. y Pereira Ramos, L. (2018). Manual de biodiésel. Editorial Edgard Blucher. ISBN 978-85-212-1324-6.
- [5.9] Ríos Pinto, L. F. y Marques Reis, E. (2019). A Closer Look at Biodiésel Production. Editorial Nove Science Publishers Inc. ISBN 978-15-361-4884-8.
- [5.10] Ficha de datos del Metanol Base de datos del International Chemical Safety Cards, ICSC, Metanol
https://chemicalsafety.ilo.org/dyn/icsc/showcard.display?p_card_id=57&p_edit=&p_version=2&p_lang=es
- [5.11] Documentación toxicológica para el establecimiento del límite de exposición profesional del amoníaco Instituto nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, 2011
<https://www.insst.es/documents/94886/288901/DLEP+56+Amon%C3%ADaco.pdf>
- [5.12] Arantza Rascón, San Martín. Rutas y potencial para producir metanol verde en España, Trabajo Fin de Master de la Universidad Pontificia de Madrid, ICAI, 2024
<https://files.griddo.comillas.edu/tfm-arantza-rascon-2024-25.pdf>

- [5.13] **Ficha de datos del Amoniacó.** Base de datos del International Chemical Safety Cards, ICSC. Amoniacó (Anhidro)
https://chemicalsafety.ilo.org/dyn/icsc/showcard.display?p_card_id=414&p_edit=&p_version=2&p_lang=es
- [5.14] **Ficha de datos del Hidróxido de Amonio.** Base de datos del International Chemical Safety Cards, ICSC Hidróxido de amonio
https://chemicalsafety.ilo.org/dyn/icsc/showcard.display?p_card_id=215&p_edit=&p_version=2&p_lang=es
- [5.15] **Informe sobre el amoniacó renovable.** International Renewable Energy Agency, IRENA
<https://amoniacorenovable.es/wp-content/uploads/2024/07/AmmoniaAEAR.pdf>
- [5.16] **World Population Prospects 2024.** Summary of Results. United Nations
https://www.un.org/development/desa/pd/sites/www.un.org.development.desa.pd/files/files/documents/2024/Jul/wpp2024_summary_of_results_final_web.pdf
- [5.17] **Memoria AIQBE 2024**
<https://aiqbe.es/aiqbe-memoria>
- [5.18] Wellinger, A., Murphy, J. y Baxter, D. (2013). The Biogas Handbook: Science, Production and Applications. Editorial Woodhead Publishing Ltd. ISBN 978-08-570-9498-8.
- [5.19] Lacy, P., Long, J. y Spindler, W. (2021). The Circular Economy Handbook: Realizing the Circular Advantage. Editorial Palgrave Macmillan. ISBN 978-13-499-5970-9.
- [5.20] **Producción de energía eléctrica a partir de los mares.** Rafael E. Romero. Revista Técnica Industrial 288 / Agosto 2010. Páginas 44-51.

[5.21] Trashorras Montecelos, J. (2023). Almacenamiento de energía eléctrica. Editorial Paraninfo. ISBN 978-84-283-6498-0.

[5.22] Secretaría de Estado de Energía. 2021. Estrategia de almacenamiento energético. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. ISBN 978-84-185-0843-1.

6.1. Introducción

La provincia de Huelva está viviendo uno de los momentos más trascendentales de su historia contemporánea: una revolución energética que la sitúa en el epicentro de la transición hacia modelos sostenibles, digitales y descarbonizados. Históricamente vinculada a la minería y al desarrollo industrial, hoy Huelva se convierte en un verdadero laboratorio energético y un pilar estratégico en la producción, transformación y logística de energía limpia, con capacidad para liderar el proceso de descarbonización y desarrollo sostenible tanto a escala nacional como internacional.

La clave del liderazgo de Huelva radica en la diversidad y solidez de su parque energético. Cuenta con una robusta infraestructura de centrales convencionales, destacando los ciclos combinados de gas natural, pero, sobre todo, ha realizado una firme apuesta por el crecimiento de las energías renovables: biomasa, energía eólica, solar fotovoltaica, capacidad hidráulica y soluciones innovadoras como la oceanotérmica y el desarrollo incipiente de la geotermia. Esta apuesta se observa en el crecimiento de la potencia instalada renovable, que alcanza ya el 8,9% del total andaluz solo en generación eléctrica “verde” [6.1]. Huelva lidera Andalucía en generación de energía a partir de biomasa, gracias a potentes instalaciones industriales como las plantas de Magnon Green Energy, y suma creciente protagonismo en energía solar y eólica, tanto a escala industrial como en instalaciones de autoconsumo, haciendo partícipe a la ciudadanía y las empresas del proceso de transformación.

Uno de los grandes hitos en la nueva revolución energética onubense es el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde. En la provincia

confluyen condiciones excepcionales para liderar la producción de este vector energético: cinturones industriales que demandan descarbonización, acceso a agua de calidad apta para electrólisis, gran disponibilidad de energía renovable y una sólida experiencia de operadores industriales. Huelva está llamada a convertirse en el nodo español principal en proyectos de hidrógeno verde, metanol y amoníaco verde, con múltiples iniciativas en desarrollo que cuentan ya con instalaciones proyectadas o en construcción y con destacada atracción de inversiones internacionales. Es importante señalar en este punto que, aunque ha quedado fuera del presente trabajo presentar las líneas de investigación actualmente desarrolladas en Huelva en los temas relacionados con el hidrógeno verde y las energías renovables, el trabajo de instituciones como la Universidad de Huelva (a través de los proyectos de I+D+i desarrollados por sus grupos de investigación, como los integrados en el Centro de Investigación en Tecnología, Energía y Sostenibilidad, CITES) o iniciativas como la Cátedra Gabitel sobre el Hidrógeno son clave para potenciar este desarrollo.

El potencial de Huelva va más allá de la mera generación de energía; el puerto se consolida como uno de los principales “hubs” logísticos de biocombustibles y materias primas renovables en Europa, lo que permite exportar su producción de moléculas verdes al tráfico marítimo internacional y conectar directamente con los mercados europeos más exigentes en descarbonización. La integración energética se apoya en una moderna red de infraestructuras logísticas (oleoductos, gasoductos, líneas eléctricas de alta tensión, almacenamiento estratégico de gas y biocombustibles) que dotan a la provincia de una resiliencia y competitividad únicas a escala peninsular.

En el horizonte, la provincia de Huelva afronta retos de calado, como la gestión del almacenamiento energético, la digitalización de redes y la flexibilidad en la integración de renovables, además de la formación de nuevo talento profesional en energías limpias, hidrógeno, operación de plantas renovables y digitalización industrial. Sin embargo, las oportunidades se multiplican: generación de empleo de calidad, fijación de población rural mediante el desarrollo de la biomasa y el empleo local en parques solares y eólicos, refuerzo de la soberanía energética nacional y liderazgo en las nuevas cadenas logísticas internacionales de combustibles limpios.

En definitiva, la provincia de Huelva está llamada a ser epicentro de la transición energética, punto de referencia en el sur de Europa y modelo de cómo las regiones industriales pueden reinventarse y liderar con éxito la

descarbonización y la sostenibilidad mediante la innovación, la colaboración público-privada y la apuesta decidida por las energías del futuro.

6.2. Huelva como referente en energías del futuro

La provincia de Huelva se revela como un territorio con una complejidad y una relevancia energética excepcionales dentro del panorama español y andaluz. Su perfil energético está profundamente marcado por una potente base industrial, que tradicionalmente ha dependido de fuentes fósiles como el petróleo y el gas natural, albergando infraestructuras estratégicas como la Refinería La Rábida y la planta de regasificación de GNL, segunda en capacidad de almacenamiento en España, [6.1]. Esta industrialización se refleja en un consumo energético per cápita superior a la media andaluza.

Sin embargo, Huelva también está inmersa en una dinámica de transición energética, con un crecimiento notable en la potencia instalada y la generación a partir de fuentes renovables, [6.1]. La biomasa para generación eléctrica, la energía eólica y, especialmente, la solar fotovoltaica (incluido un número creciente de instalaciones de autoconsumo), están consolidando su posición en el mix energético de la provincia. La presencia de una instalación oceanotérmica única destaca el espíritu innovador de Huelva en la búsqueda de soluciones energéticas.

A pesar de los avances, Huelva enfrenta retos como la reducción en la infraestructura de distribución de biocarburantes al público, a pesar de la alta capacidad de producción en la provincia, es un indicador de la necesidad de adaptar las redes a los nuevos patrones de consumo y movilidad sostenible. Las emisiones de CO₂, aunque muestran una tendencia a la baja a nivel andaluz gracias al aumento de la generación renovable, siguen siendo un desafío, con los productos petrolíferos como la principal fuente emisora.

En el futuro, Huelva tiene la oportunidad de consolidar su papel como laboratorio energético y motor de la descarbonización. La integración inteligente de sus potentes infraestructuras industriales con el creciente desarrollo de energías renovables será clave. Fomentar la eficiencia energética en todos los sectores, impulsar la electrificación y la penetración de energías renovables en usos térmicos y de transporte, y seguir invirtiendo en investigación y desarrollo de nuevas tecnologías, serán

pasos fundamentales para una transición energética justa y sostenible en la provincia. La colaboración entre organismos públicos, empresas y la ciudadanía será esencial para superar los desafíos y aprovechar plenamente el potencial energético de Huelva.

6.3. Oportunidades de empleo y desarrollo de la provincia

La provincia de Huelva presenta amplias oportunidades de empleo y desarrollo en los próximos años, apoyadas por el impulso industrial, la transición energética, el potencial agrícola, el desarrollo minero y la digitalización de nuevos sectores [6.2]. Hay grandes expectativas en diferentes sectores económicos que darán grandes oportunidades:

ENERGÍA Y RENOVABLES

Proyectos punteros como el Valle Andaluz del Hidrógeno Verde, energía solar, eólica y biocombustibles están posicionando la provincia de Huelva como referente en economía verde, generando miles de puestos en ingeniería, operación, logística, mantenimiento y servicios ambientales.

INDUSTRIA Y LOGÍSTICA

El Polo industrial de Huelva, la ampliación industrial y el desarrollo portuario (“hub” de exportación en el Puerto de Huelva) continúan siendo motores de empleo especializado en industria, transporte y construcción.

SECTOR MINERO

Las oportunidades de empleo en el sector minero de Huelva son significativas y crecientes, impulsadas por la reactivación de explotaciones históricas y el desarrollo de nuevos proyectos en la faja pirítica, así como por concursos públicos de derechos mineros.

SERVICIOS AVANZADOS Y TIC

Crece la demanda de profesionales en tecnologías de la información, digitalización empresarial, ciberseguridad y mantenimiento de sistemas, con opciones para jóvenes a través de formación y empleo digital.

AGROTECH Y AGRICULTURA SOSTENIBLE

La modernización del regadío, nuevos cultivos y tecnificación rural abren oportunidades para perfiles técnicos, científicos y operativos que acompañan la transformación de la agricultura.

Las previsiones de empleo en la provincia de Huelva relacionadas con el sector energético indican una enorme expansión en los próximos años, impulsada especialmente por la transición ecológica, el desarrollo de renovables, hidrógeno verde, y grandes proyectos industriales del polo energético químico y logístico.

El sector energético se afianza como motor fundamental de empleo, desarrollo industrial y sostenibilidad de cara a los próximos años, con proyectos, inversión y formación en marcha para garantizar una oferta laboral sólida y especializada.

El crecimiento del empleo energético está vinculado a la digitalización del sector, automatización industrial y la atracción de inversiones internacionales. Se esperan impactos positivos en la economía local, en la formación de pymes, y en la retención de talento joven y especializado. En este sentido diferentes organismos e informes fijan este impacto y proporcionan algunas cifras:

Se prevé que el sector energético generará cerca de 10.000 empleos nuevos hasta 2030 en Huelva, gracias al despliegue del Valle Andaluz del Hidrógeno Verde y una veintena de proyectos en marcha entre energías renovables, almacenamiento y producción de combustibles verdes.

Se estima que la construcción de las nuevas plantas de hidrógeno, biocombustibles y metanol verde supondrá más de 4.000 empleos entre construcción y operación en los próximos cinco años.

El Puerto de Huelva convertirá en un hub energético exportador que reforzará la actividad de industria auxiliar y servicios energéticos, dinamizando el mercado laboral con oportunidades para técnicos, ingenieros, operadores de planta, especialistas ambientales, soldadores, fontaneros e instaladores industriales.

Los planes de formación pública y privada dotarán a más de 8.000 personas de nuevas competencias en energía, sostenibilidad y digitalización industrial para cubrir la demanda de empleo cualificado.

La mano de obra requerida será altamente especializada. Los perfiles profesionales más solicitados serán:

- Ingenieros y técnicos en energías renovables (solar, eólica, hidrógeno, almacenamiento avanzado).
- Especialistas en mantenimiento industrial, operaciones químicas y montaje de equipos energéticos.
- Consultores y técnicos en sostenibilidad, seguridad ambiental y eficiencia energética.
- Operarios y personal cualificado para nuevas plantas de hidrógeno verde y biocombustibles, soldadores y técnicos en automatización.

La alta especialización requiere formación técnica actualizada para cubrir los puestos de trabajo que se creen. La demanda de profesionales cualificados para responder al mercado en expansión es alta, por lo que las políticas formativas deben impulsar acciones para capacitar a desempleados y trabajadores activos, fomentando la empleabilidad y la innovación tecnológica. En este sentido, los centros de formación profesional y la Universidad juegan un papel fundamental para la preparación integral de personas que combinen conocimientos técnicos, habilidades prácticas, y un enfoque claro en sostenibilidad y seguridad que permita atender las necesidades de las empresas.

6.4. Necesidades de infraestructuras energéticas, hidráulicas y de transporte

La provincia de Huelva muestra un crecimiento insuficiente en cuanto a infraestructuras, especialmente en las zonas norte y central, lo que se traduce en una menor inversión en comparación con otras provincias y una disminución de la población en esas áreas [6.3]. Como ejemplo, Huelva ha pasado de contar con una infraestructura ferroviaria superior a la media a situarse entre las últimas en el ranking nacional, lo cual también impacta negativamente en la falta de infraestructuras viales.

El informe de la Comisión de Trabajo de Infraestructuras, Movilidad y Vivienda [6.3] publicado por el Consejo Económico y Social de la Provincia de Huelva en 2014, ya preveía un déficit de inversión pública superior a 1000 millones de euros, en una década. Ese déficit ha seguido creciendo y actualmente se prevé que entre 2001 y 2023 éste se sitúe en unos 1.532 millones de euros, es decir, mientras que por cada habitante de España se han invertido 14.312 euros, por cada onubense solo se han invertido 11.274 euros (según datos de la Asociación de Empresas Constructoras y Concesionarias de Infraestructuras (Seopan). Este déficit conlleva efectos directos, como la disminución de la competitividad, la pérdida de atractivo para la inversión privada, el empobrecimiento del tejido empresarial, la caída de los ingresos y, en consecuencia, una disminución de la calidad de vida en la sociedad.

Por otro lado, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 incorpora propuestas europeas de la Ley Europea sobre el Clima y los programas Objetivo 55 y REPowerEU, con metas aún más ambiciosas. El objetivo genérico del 2023-2030 se puede resumir en:

32 %

de reducción de emisiones de gases
de efecto invernadero respecto a 1990

48 %

de renovables sobre el uso final
de la energía

43 %

de mejora de la eficiencia energética en
términos de energía final

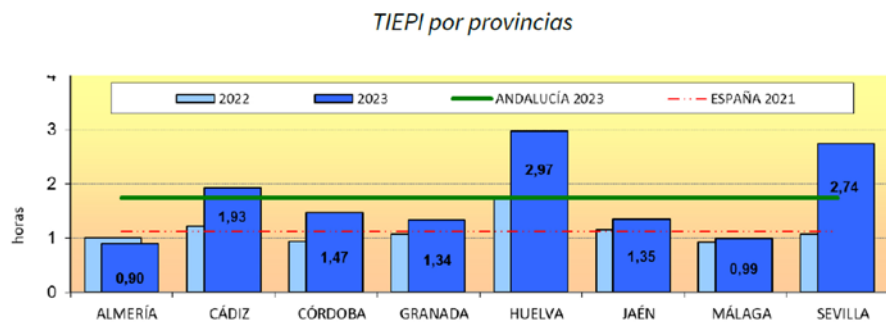
81 %de energía renovable en la
generación eléctricaReducción de la dependencia
energética hasta un**50 %**

Con este plan se pretende llegar a una neutralidad climática en España antes del año 2050. Para cumplir estos objetivos, es necesaria una inversión en infraestructuras de 34.196 millones de euros, según análisis y estimaciones realizadas en el informe sobre “Construcción e Infraestructuras 2024-2025” publicado por Asociación de Empresas Constructores y Concesionarias de Infraestructuras (Seopan) [6.4].

La calidad de suministro eléctrico en Andalucía ha ido mejorando con el transcurso de los años. Sin embargo, esta tendencia se ha frenado e incluso ha empeorado en los últimos años. Para conocer la calidad el suministro eléctrico se utiliza principalmente el TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente a la Potencia Instalada). Este término es usado en España y otros países para medir la continuidad del suministro de energía eléctrica en una red de distribución. Representa el tiempo medio de interrupción del suministro eléctrico, ponderado por la potencia instalada en los puntos de suministro afectados. En 2023, el TIEPI de Andalucía alcanzó las 1,74 horas, lo que supone un aumento del 61% respecto al valor registrado en 2022 (los datos de los años 2022 y 2023 son provisionales) [6.1]. En relación con el valor del TIEPI de 2023 es destacable que el incremento registrado se ha debido principalmente a los efectos de una fuerte borrasca (Bernard), que afectó especialmente a la zona occidental de Andalucía y que produjo numerosos cortes de suministro.

Huelva es la provincia andaluza con peor dato de TIEPI en el año 2023, siendo de 2,97 horas (178 minutos), como puede verse en la Fig. 6.1. Este dato negativo se ha ido repitiendo en los últimos años y aunque suele estar muy relacionado con los fenómenos climatológicos adversos, también es cierto, que en sistemas más robustos esto afecta en menor medida. Por tanto, se puede concluir que se hace necesario mejorar la red de distribución de la provincia, para lograr un índice de calidad similar a la media de nuestro país.

FIGURA 6.1 | TIEPI por provincias años 2022 y 2023. Fuente: Informe de Infraestructuras Energéticas de Andalucía (actualización de junio de 2025)



FUENTE: Agencia Andaluza de la Energía

Por otro lado, gran parte de los sistemas de generación de energías renovables, suelen ser de pequeña potencia (en comparación con las centrales clásicas). Esto hace que la mayoría de este tipo de instalaciones se conecten a la red de distribución, en lugar de la red de transporte. Esto requiere nuevas inversiones y mejoras de esta red que permita la conexión de este tipo de centrales en condiciones adecuadas de calidad y seguridad.

Recientemente (abril 2025) se han puesto en servicio instalaciones como la subestación “Castillejos” situada en el término municipal de Villanueva de los Castillejos. Esto supone una importante mejora en el

suministro eléctrico de las poblaciones vecinas y de la importante industria agroalimentaria de la zona. Otras instalaciones en construcción como la nueva subestación de Palos de la Frontera, que se encuentran en el inicio de sus obras, darán servicio en alta tensión (66 kV) y media tensión (15 kV), con dos transformadores de 25 MVA y permitirá el desarrollo urbanístico de esta localidad.

Pero además de las nuevas inversiones es fundamental el mantenimiento de las instalaciones que incluyan una adecuada revisión de las mismas que permita la detección de fallos y anomalías y la adecuada corrección de estas. Las empresas distribuidoras suelen incluir en sus programas de mantenimiento el uso de la termografía y vídeos en HD para la detección de “puntos calientes”, escaneo láser de las líneas aéreas de alta tensión con una combinación de tecnología GPS y sensores láser, llamada LIDAR (Light Detection And Ranging) que permite medir cuáles son las distancias entre los cables y la vegetación, así como realizar estudios de crecimiento de la masa forestal que resultan muy útiles para planificar los trabajos de control de la vegetación. De especial importancia es la poda selectiva de la masa forestal que crece en torno a las líneas eléctricas, respetando la distancia necesaria entre las especies vegetales y los cables más cercanos. Este mantenimiento predictivo y preventivo de las instalaciones de las compañías distribuidoras permite evitar posibles incidencias y futuras averías.

Por otro lado, la necesidad de mejorar la red de distribución de alta tensión (AT) en la provincia de Huelva es urgente y estratégica, ya que esta infraestructura resulta insuficiente para:

- **ATENDER EL CRECIMIENTO INDUSTRIAL Y NUEVAS DEMANDAS.** La fuerte expansión de proyectos industriales (especialmente ligados a hidrógeno verde, energías renovables y minería) requiere un suministro seguro y robusto. La falta de mejoras implica riesgo de pérdida de inversiones e incluso retrasos en grandes iniciativas, con empresas que llegan a plantearse migrar a otras zonas por la inseguridad eléctrica.
- **EVACUACIÓN RENOVABLE Y SEGURIDAD DE SUMINISTRO.** La red actual presenta cuellos de botella para la integración de energías renovables

y la evacuación de la generación fotovoltaica y eólica. La saturación y sobrecarga de las líneas, especialmente en zonas como el Puerto de Huelva y la Faja Pirítica, limita la capacidad de respuesta ante nuevas conexiones e incidencias.

- **APOYO A LA CONSTRUCCIÓN Y LOGÍSTICA.** El desarrollo urbanístico e industrial (por ejemplo, la entrega de viviendas, el AVE y nuevos nodos logísticos) depende de una red fiable y planificada. Los problemas en la red 132 kV han obligado a promotoras y empresas a asumir sobrecostes y retrasos, además de generar incertidumbre ante incidencias no resueltas en tiempo y forma.
- **MODERNIZACIÓN Y DIGITALIZACIÓN:** Las necesidades de automatización y el plan estatal para la transición energética obligan a reforzar, repotenciar y mallar la red, así como ampliar subestaciones y construir nuevos tramos, para adaptarse a las nuevas exigencias operativas y de integración de grandes consumidores.

Por todo ello, existe consenso institucional y empresarial en la urgencia de invertir y modernizar la red de distribución de AT, tanto por seguridad y fiabilidad como para posibilitar el horizonte de crecimiento y transformación energética en la provincia.

Respecto de la red de transporte de energía eléctrica, los nuevos proyectos en la provincia de Huelva están centrados en reforzar la infraestructura para afrontar el crecimiento industrial, la integración de energías renovables y el impulso de sectores estratégicos como el hidrógeno verde y la electrificación logística y ferroviaria.

Las principales actuaciones previstas a corto plazo son:

Nueva línea Costa de la Luz-Puebla de Guzmán (220 kV, doble circuito, 32,5 km). Proyecto central para conectar las subestaciones de Costa de la Luz (Lepe) y Puebla de Guzmán, atravesando Cartaya, Villanueva de los Castillejos y El Almendro. Permite la evacuación de renovables y refuerza la red occidental y litoral de Huelva.

Ampliación del parque de 220 kV de la subestación Palos.

Incrementa la capacidad para nuevos grandes consumidores industriales, garantizando la conexión directa con condiciones óptimas de seguridad y fiabilidad (tecnología GIS, doble barra).

Subestación El Condado 220 kV y eje de alta velocidad

Sevilla-Huelva. Destinada a suministrar energía al eje ferroviario de alta velocidad, con una línea de doble circuito conectada al eje Colón-Santiponce. El proyecto incluye automatización avanzada y está previsto finalizar en 2025.

Planificación eléctrica horizonte 2030.

La propuesta nacional contempla proyectos para impulsar el hidrógeno verde, electrificación de puertos y nuevos ejes ferroviarios, además de permitir la puesta en marcha de nuevas promociones residenciales y urbanísticas, y un mallado más robusto de la red.

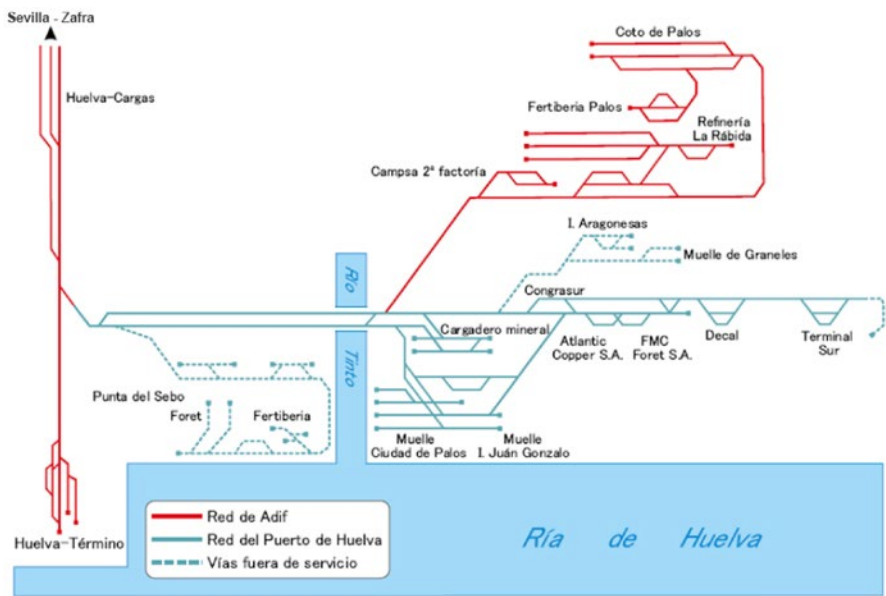
Según Red Eléctrica, la planificación 2021-2026 integra dieciocho intervenciones en la red de transporte en Huelva, cubriendo líneas principales, ampliaciones de subestaciones y nuevos tendidos estratégicos. Estos proyectos, declarados de interés estatal y autonómico, son la base para consolidar la posición de Huelva como polo industrial, logístico y de transición energética en el sur peninsular, facilitando la atracción de inversiones, creación de empleo y la seguridad energética a largo plazo

Por otro lado, el Puerto de Huelva está inmerso en un proceso de modernización y ampliación de sus infraestructuras con un ambicioso plan de inversiones en el periodo 2024/2028, donde destaca la puesta en marcha de una nueva terminal ferroviaria en el Muelle Sur. Estos proyectos buscan reforzar la competitividad logística, impulsar la intermodalidad y potenciar la capacidad industrial y exportadora del enclave onubense. Uno de los objetivos es implantar una “autopista ferroviaria”, un sistema pionero en el sur peninsular para transportar camiones sobre vagones, lo que permitirá reducir emisiones y agilizar el tránsito de mercancías entre Huelva y el resto

de Europa. Para ello se van a dedicar más de 15.000 m² con una inversión principal de 7,7 millones de euros en la primera fase con posibilidad de ampliar según la demanda logística y el aumento del tráfico intermodal. Ello permitirá una mejor integración con los corredores mediterráneo y atlántico, facilitando el acceso a puertos, plataformas logísticas y zonas industriales de Andalucía y otras regiones. Además, se fomenta una movilidad sostenible, con la reducción de impacto ambiental y potenciación de actividades de valor añadido (energías renovables, industria agroalimentaria, química y logística de gran escala). Por tanto, la nueva terminal ferroviaria acerca al enclave a los mayores estándares europeos para carga, logística y sostenibilidad, consolidándolo como referente en innovación, transporte multimodal, energía y servicios industriales.

La Autoridad Portuaria de Huelva gestiona una red ferroviaria que se extiende aproximadamente 32 kilómetros, Fig. 6.2, ejerciendo la función

FIGURA 6.2 | Red Ferroviaria del puerto de Huelva



FUENTE: Web del Puerto de Huelva

de administrador conforme a lo previsto en la Ley 38/2015, de 29 de septiembre, sobre el Sector Ferroviario. Recientemente, se ha llevado a cabo una renovación significativa de esta infraestructura, incorporando traviesas monobloque de ancho ibérico, aunque diseñadas para permitir su conversión a ancho estándar si fuera necesario. Por su relevancia, la Red Ferroviaria de la Autoridad Portuaria de Huelva (RFAPH) está catalogada como Red Ferroviaria de Interés General, según lo estipulado en el artículo 39 de la mencionada ley.

La nueva Zona de Actividades Logísticas (ZAL) Punta del Sebo del Puerto de Huelva se ha convertido en un proyecto estratégico diseñado para posicionar a Huelva como un nodo logístico multimodal de referencia en el sur de Europa (Fig. 6.3).

Situada en el Polígono Punta del Sebo, junto a los principales muelles del puerto, con conexión directa a la red ferroviaria, a la autovía Huelva-Sevilla y a los principales accesos marítimos y terrestres. La ZAL Punta del Sebo abarca cerca de 60 hectáreas. En su primera fase se han desarrollado dos grandes bloques que suman 158.000 m² para implantación logística e industrial y más espacio para actividades terciarias (oficinas, servicios, restauración). Está orientada a empresas y operadores de logística general, distribución, industria transformadora, agroalimentaria, almacenamiento sanitario y servicios avanzados. El diseño es flexible y se adapta a diferentes tipologías de empresas, desde grandes grupos a pymes. Se dispone de espacios para almacenes, naves logísticas, plataformas intermodales, aparcamientos, servicios de valor añadido (aduanas, frío, seguridad, distribución urbana) y zonas verdes para mejorar la integración ambiental. La ZAL está preparada para transferir mercancías entre barco, tren y camión de manera eficiente, incorporando la terminal ferroviaria del Muelle Sur y ramales directos a la zona industrial y logística, apoyando la conectividad con los corredores Atlántico y Mediterráneo. El proyecto se concibe como un polo para atraer empresas nacionales e internacionales, con fuertes incentivos, facilidades para la instalación y acceso a todos los servicios portuarios y logísticos avanzados de Huelva.

En resumen, la ZAL Punta del Sebo será clave en la transformación logística e industrial de Huelva, aumentando su competitividad, potenciando el empleo y favoreciendo la implantación de nuevos proyectos empresariales de ámbito nacional e internacional.

FIGURA 6.3 | Área Portuaria de Huelva



FUENTE: Web de la autoridad portuaria de Huelva

Hay que destacar la inversión de Moeve y Exolum en nuevas infraestructuras en el Puerto de Huelva y el Parque Energético La Rábida, principalmente en un nuevo terminal de productos energéticos del Muelle Sur, líneas logísticas de alta capacidad y modernización de muelles, esenciales para la industria renovable, biocombustibles e hidrógeno. El sistema de poliductos (tubería de grueso calibre para transportar petróleo y otros líquidos o gases) sustituye a instalaciones antiguas y mejora la seguridad y eficiencia del transporte de gas y productos energéticos.

En cuanto a las infraestructuras ferroviarias [6.3], fundamentales hoy en día para el transporte de mercancías y personas, la provincia de Huelva tiene una sola línea electrificada, la línea Huelva Sevilla, con conexión a Madrid. Destaca la falta de conexión con Portugal.

La conexión por ferrocarril entre Huelva y Faro es una vieja reivindicación de nuestra provincia [6.3]. Desde hace más de 30 años se ha incluido en los diferentes planes de infraestructuras y transporte del gobierno de España y autónomo. En ellos se pone de manifiesto la importancia de la creación de ejes transversales en el interior de Andalucía, mediante líneas de altas prestaciones. Se destaca la importancia del eje Almería-Granada-Antequera, Sevilla-Huelva-Ayamonte.

En marzo de 2025 Adif (Administrador de Infraestructuras Ferroviarias) ha licitado la redacción de proyectos básico y de construcción de la línea de alta velocidad Sevilla-Huelva, según un trazado definido en el mes de diciembre de 2024.

Por otro lado, el Plan Ferroviario Nacional (PFN), aprobado por el Consejo de Ministros de Portugal en marzo de 2025, resalta la importancia del desarrollo de la infraestructura ferroviaria como un elemento “fundamental” para el crecimiento económico del país. En este plan se han definido las principales prioridades estratégicas en relación con las infraestructuras ferroviarias, con el objetivo de fortalecer la red ferroviaria en el medio y largo plazo, promoviendo un sistema de transporte de alta capacidad y respetuoso con el medio ambiente. Además, se busca garantizar una cobertura adecuada del territorio, con conexiones clave a los principales núcleos urbanos (Lisboa y Oporto), así como enlaces transfronterizos con España y la integración de Portugal en la red transeuropea, destacando en este último aspecto la futura conexión de alta velocidad entre Huelva y Faro.

Es claro el interés de ambos países en el desarrollo de un enlace ferroviario por el sur, sin embargo, para este enlace es fundamental la colaboración de los dos estados. Actualmente, no se han puesto fechas para el comienzo y finalización de las obras, como así quedó patente en la 35ª Cumbre Luso-Española celebrada en octubre de 2024 en la ciudad de Faro.

La otra línea ferroviaria comercial existente en Huelva es la línea Huelva-Zafra. Se trata de una línea sin electrificar de 181 km, de ancho ibérico y vía única. Problemas de abandono y falta de mantenimiento de esta infraestructura han ocasionado que se haya puesto en entredicho la viabilidad de la misma y que en más de una ocasión se haya especulado con su cierre. Este abandono ha dado lugar a una reducción de la velocidad media de muchos de los tramos y como consecuencia un aumento en el tiempo de recorrido en los últimos 30 años de 3,5 horas en 1995 a 4,15 horas en 2023 [6.5].

Se acaba de terminar una importante obra en esta línea que incrementará el tráfico de mercancías entre Extremadura y Huelva, de modo que mercancías que actualmente usan el Puerto de Sines empezarán a emplear el de Huelva. Es un ejemplo manifiesto de la necesidad de mantener en buen estado las infraestructuras existentes, sobre todo en una provincia de Huelva necesitada de la ejecución de las infraestructuras pendientes.

Huelva necesita concluir sus principales infraestructuras hidráulicas pendientes, aumentar la capacidad de almacenamiento y regulación, mejorar la coordinación administrativa y apostar por innovación y sostenibilidad en la gestión hídrica, todo ello para afrontar el déficit actual y futuros riesgos de sequía que afectan a todos los sectores socioeconómicos [6.6].

Las necesidades hidráulicas en la provincia de Huelva se centran en varios retos estructurales y específicos derivados de la fragilidad de su sistema de abastecimiento y regulación de agua.

Huelva presenta un déficit hídrico estimado de 80 a 100 hectómetros cúbicos anuales, que afecta no solo al regadío agrícola, sino también a la industria, el turismo y el consumo doméstico. Este déficit está marcado por la insuficiencia de infraestructuras y la incapacidad de almacenamiento y regulación de los recursos hídricos disponibles.

El sistema de embalses Andévalo–Chanza–Piedras constituye la base del consumo en toda la zona centro y sur, pero su capacidad actual y la falta de nuevas obras lo dejan vulnerable ante sequías y sobreconsumo. El sistema Huelva ha pasado recientemente por la situación de umbral de “sequía moderada”, lo que hubiera supuesto nuevamente restricciones para usuarios de no haber tenido las aportaciones de agua en otoño, y que podrían implantarse de no llover después en primavera. En época de escasez puede haber recortes graves en regadío (hasta un 25-50%) y limitaciones menores en la industria.

Hay una demanda urgente de infraestructuras como la presa de Alcolea, el túnel de San Silvestre y el canal de Trigueros [6.7], consideradas clave para estabilizar el sistema, mejorar la garantía de suministro y evitar restricciones y recortes de agua.

La presa de Alcolea permitirá regular el caudal del río Odiel, garantizando disponibilidad hídrica incluso en épocas de sequía, lo que resulta fundamental para la población y el tejido empresarial local. Tiene una capacidad de almacenamiento prevista de aproximadamente 247 hectómetros cúbicos (hm^3). Este volumen puede variar ligeramente según las diferentes fuentes técnicas y el diseño final, pero se sitúa en el rango de 246-247 hm^3 .

El túnel de San Silvestre conecta los sistemas hídricos de Chanza-Piedras-Los Machos, permitiendo el trasvase y el reparto de caudales esenciales para el consumo humano, los regadíos agrícolas (fresas, frutos rojos y cítricos), la industria y el turismo. Un corte o fallo en el túnel afectaría al 90% de la

población y del empleo de la provincia, así como al 85% de su PIB, pues no existe infraestructura alternativa. Su uso continuado a máxima capacidad, sin posibilidad de paradas para mantenimiento, lo convierte en un “cuello de botella” y un punto de alta vulnerabilidad. Ante la saturación y el riesgo de fallo, se ha proyectado y está en proceso de ejecución el desdoblamiento del túnel: un segundo conducto paralelo de 7,55 km, a 30 metros del actual, que tendrá una capacidad de transporte de agua hasta 20 m³/s (el doble de la capacidad del actual) para garantizar la seguridad del suministro, aunque sólo está autorizado a transportar el mismo caudal que el actual túnel, estando proyectado que el actual túnel quede fuera de servicio. En la actualidad, los trabajos permanecen detenidos por la necesidad de revisar el proyecto técnico tras detectar dificultades geológicas que obligan a modificar la planificación original. Esto ha supuesto un sobrecoste y como consecuencia un retraso importante en las obras, cuya finalización estaba prevista para el año 2025.

También tiene especial importancia el Canal de Trigueros. Se trata de una infraestructura hidráulica diseñada para transportar los recursos regulados por la presa de Alcolea, con el objetivo principal de atender la creciente demanda de agua en la zona debido al desarrollo agrícola, industrial y urbano. El sistema que integra el Canal de Trigueros incluye la Presa de Alcolea en el río Odiel y su torre de toma, un azud de derivación en Gibraleón y estación de bombeo hacia la balsa de cabecera, dos grandes conducciones, una hacia la balsa de regulación del Anillo Hídrico y otra hacia la zona de Niebla para el regadío agrícola. Además, está en estudio el aprovechamiento hidroeléctrico en pie de presa para compensar el consumo energético de los bombeos con generación renovable.

Solo el 25% de las obras previstas en el Plan Hidrológico Nacional han sido ejecutadas, lo que agrava la escasez lo que pone en peligro el desarrollo económico y social de la provincia. Además, la mejora en la toma del embalse del Andévalo para situaciones de escasez y la red de depuradoras y estaciones de tratamiento son inversiones prioritarias para avanzar en abastecimiento y calidad.

El reto está también en modernizar la planificación y gestión hidráulica, invertir en digitalización del ciclo integral del agua y en infraestructuras verdes/ desaladoras y sistemas de reutilización. Por otro lado, se debe impulsar la elaboración de la Estrategia de Recursos Hídricos No Convencionales para aumentar la capacidad de regenerar y desalar agua.

6.5. Políticas de apoyo

Para que la provincia de Huelva logre avanzar con éxito en la transición energética, será fundamental implementar un conjunto de políticas de apoyo integrales y coordinadas entre administraciones, sector privado y la sociedad civil.

En cuanto a inversiones en infraestructuras y digitalización, es necesario incentivar la modernización de la red eléctrica, incluyendo nuevas subestaciones, líneas de transporte y sistemas inteligentes de gestión, con el objetivo de facilitar la integración de las energías renovables y reforzar la seguridad del suministro.

Actualmente es imprescindible apoyar la creación de infraestructuras específicas para el sector del hidrógeno verde, como plantas de electrólisis, almacenamiento y transporte, y adaptar el Puerto de Huelva para exportaciones a mercados internacionales.

En el ámbito de la formación, innovación y empleo verde, es necesario promover programas de formación profesional, recualificación y especialización orientados a los nuevos perfiles tecnológicos y ambientales necesarios en energías renovables, industria 4.0 y gestión del hidrógeno. La propuesta de políticas que busquen estimular la innovación y la digitalización del sector energético a través de incentivos fiscales, apoyo a “startups” tecnológicas y colaboración con universidades y centros de I+D.

Es necesario desarrollar marcos regulatorios ágiles y estables que den certeza a los inversores y favorezcan la implantación de proyectos de energías limpias, eficiencia energética y autoconsumo. Además hay que ofrecer ayudas, subvenciones y líneas de financiación tanto para grandes empresas, como para pymes y comunidades energéticas locales interesadas en sumarse a la transición energética.

Desde el punto de vista de la sostenibilidad social y ambiental hay que garantizar la protección ambiental y la aceptación social, promoviendo la participación ciudadana en decisiones estratégicas y asegurando el desarrollo responsable de infraestructuras energéticas en armonía con el entorno. Por supuesto como objetivo general impulsar la igualdad de oportunidades, la inclusión laboral y la retención de talento joven y femenino en el nuevo tejido productivo ligado a la energía limpia.

Estas políticas combinadas deberían permitir que Huelva transforme su potencial energético en motor de desarrollo sostenible, empleo de calidad y liderazgo en la nueva economía verde.

6.6. Referencias bibliográficas del capítulo 6

[6.1] Informe de infraestructuras energéticas de Andalucía (actualización de junio de 2025). Agencia Andaluza de la Energía

https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Infraestructuras/Informe_ANDALUZ_MIEA.pdf

[6.2] El presente futuro de la formación y el trabajo en Huelva: desafíos y propuestas para equilibrar oferta y demanda laboral. José Andrés Domínguez Gómez, José Antonio Climent-Rodríguez. Consejo Económico y Social de la Provincia de Huelva. 2024

<https://www.diphuelva.es/export/sites/dph/ces/.galleries/documentos/INFORME-1-2023-CESpH-WEB.pdf>

[6.3] “Las infraestructuras en la provincia de Huelva presente y futuro.” Juan José García del Hoyo y otros. Consejo Económico y Social de la Provincia de Huelva. 2014 (https://www.diphuelva.es/export/sites/dph/ces/.galleries/documentos/DICTAMEN_CESpH_2-2014.pdf).

[6.4] “Construcción e Infraestructuras 2024-2025.” Asociación de Empresas Constructores y Concesionarias de Infraestructuras (seopan)

<https://seopan.es/download/6949/?tmstv=1744300474&v=6950>

[6.5] Vertebración del ferrocarril en la provincia de Huelva. Especial referencia al corredor Huelva-Faro. José Manuel Jurado Almonte. Consejo Económico y Social de la Provincia de Huelva. 2024

<https://www.diphuelva.es/export/sites/dph/ces/.galleries/documentos/INFORME-2-2023-CESpH-WEB>

Sobre los autores



JESÚS RODRÍGUEZ VÁZQUEZ

Autor y coordinador de este libro, es Dr. Ingeniero Industrial y trabaja como Profesor Titular de Universidad en el área de Ingeniería Eléctrica, en la Escuela Técnica Superior de la Universidad de Huelva, en la que comenzó a trabajar tras su paso por Nissan Motor Ibérica en Barcelona en 1995. Profesor desde 1996, ha participado tanto en la impartición como en la puesta en marcha de diferentes asignaturas del área, especialmente en las titulaciones de Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Industrial e Ingeniería Energética, destacando como proyecto docente singular la puesta en marcha y coordinación del Máster en Diseño de Instalaciones de Energías Renovables y Calidad del Suministro Eléctrico. Su labor investigadora se ha centrado en la calidad del suministro eléctrico, la energía fotovoltaica, la generación distribuida y las microrredes eléctricas, contribuyendo en estas áreas de trabajo con numerosas publicaciones científicas y proyectos de I+D+i. Actualmente está adscrito al Grupo de Investigación de Ingeniería Multidisciplinar Aplicada (TEP-964) y al Centro de Investigación en Tecnología, Energía y Sostenibilidad (CITES).



MARÍA REYES SÁNCHEZ HERRERA

Es Dra. Ingeniera Industrial y Diplomada en Empresariales. Antes de incorporarse a la Universidad de Huelva, trabajó en varias empresas entre las que destaca los 5 años que estuvo en Atlantic Copper. Es Profesora Titular de la Universidad de Huelva en el área de Ingeniería Eléctrica. Coordina el Grupo de Ingeniería Multidisciplinar Aplicada TEP964 desde su creación. Sus principales líneas de trabajo son la calidad del suministro eléctrico y la integración de las energías renovables en el sistema de potencia. Es también promotora y administradora de Nebulous Systems, una empresa participada por la Universidad de Huelva y ha coordinado numerosos proyectos de I+D+i, con amplia producción académica y de propiedad industrial / intelectual.



SALVADOR PÉREZ LITRÁN

Estudió Ingeniería Técnica Industrial, especialidad Electricidad, sección Centrales y Redes Eléctrica en la Escuela Universitaria Politécnica de la Rábida y posteriormente Ingeniería en Automática y Electrónica Industrial en la Universidad de Sevilla. Desde 2011, es Doctor por la Universidad de Huelva. Es profesor Titular de Universidad en el área de Ingeniería Eléctrica del Departamento de Ingeniería Eléctrica y Térmica, de Diseño y Proyectos de la Universidad de Huelva. Ha impartido docencia en diversas asignaturas como: Teoría de Circuitos, Tecnología Eléctrica, Instalaciones y Máquinas Eléctricas, Transporte de Energía Eléctrica y Generación Distribuida. En la gestión Universitaria ha sido subdirector de Escuela, Secretario y Director de Departamento y Director de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Huelva. En el ámbito de la investigación sus trabajos se centran en la calidad de la potencia eléctrica, los filtros activos de potencia, la electrónica de potencia, microrredes DC/AC y la integración de sistemas de energía renovable en la red eléctrica.



RAFAEL EUGENIO ROMERO GARCÍA

Es Ingeniero Técnico Industrial (control de procesos químicos) de la primera promoción de la Universidad de Huelva (UHU), posteriormente cursó Ingeniería Química también en la UHU y otros estudios complementarios. Su experiencia laboral comienza en 1984 en la Empresa Nacional Minas de Almagrera, continuando en FMC Foret SA en Huelva y en Abengoa Solar en Logrosán (Cáceres), siendo el gerente de AIQBE desde 2015. Aparte ha recibido varios premios por diversos escritos y a su trayectoria laboral, siendo ponente habitual en congresos y jornadas de diversas temáticas.

CESpH

CONSEJO ECONÓMICO SOCIAL DE LA PROVINCIA DE HUELVA

