UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

Departamento de Ingeniería de Organización, Administración de Empresas
y Estadística

Planificación energética en los sistemas aislados: un enfoque
desde las energías limpias y la economía circular. Caso del
archipiélago canario.

TESIS DOCTORAL

Manuel Uche Soria

Ingeniero Industrial

Director

Carlos Rodríguez Monroy

Doctor Ingeniero Industrial

Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales

Licenciado en Derecho y Sociología

2019

Tribunal nombrado por el Magfco. y Excmo. Sr. Rector de la Universidad
Politécnica de Madrid, el día de de 2019.

Presidente:

Vocal:

Vocal:

Vocal:

Secretario:

Suplente:

Suplente:

Realizado la lectura y el acto de defensa de la tesis el día de
de 2019, en Madrid.

Calificación:

EL PRESIDENTE

LOS VOCALES

EL SECRETARIO

A mi madre

Agradecimientos

En primer lugar, quiero dar las gracias a mi director, Carlos Rodríguez Monroy, por hacer posible que de una simple curiosidad, naciera este proyecto con el que tanto he aprendido y disfrutado. No cabe duda que su disponibilidad y sus consejos han hecho posible la realización de esta trabajo.

Un agradecimiento especial merece tanta gente que con su apoyo incondicionado, sus ánimos, su preocupación, su interés y, sobre todo, su cercanía, han hecho que esta tarea haya sido más llevadera: José Antonio y Marce, compañeros de fatigas; Guillermo J., cuyo interés ha mostrado la gran persona que hay detrás; Alonso, cuyas correcciones han mejorado este trabajo; Quique, por sus ánimos y consejos tan certeros durante la realización de este trabajo y, como no, a Felipe, Xabi, José Carlos, D. Pablo y D. Coto, porque estando siempre en segundo plano, nunca han perdido detalle. Se me quedan muchas personas, tantas, que harían la lista interminable.

Por último, dar las gracias a toda mi familia, en especial a mi madre, que con su apoyo completamente incondicional desde el principio, lo han hecho posible. Sin ellos, quién sabe dónde me habría quedado durante el camino recorrido hasta ahora.

A todos, una vez más, gracias.

Manuel.

*Aquellos que ven en cada desilusión un estímulo para mayores conquistas,
éstos poseen el recto punto de vista para con la vida.*

Goethe.

Índice general

Índice de tablas	VII
Índice de figuras	X
Lista de abreviaturas	XV
RESUMEN	XVII
ABSTRACT	XXIII
1. INTRODUCCIÓN Y METODOLOGÍA	1
1.1. La pregunta de investigación	2
1.2. El origen de esta investigación	2
1.3. Objetivos de la investigación	5
1.4. Estructura de la tesis	7
1.5. Metodología	8
1.6. Principales aportaciones	10
2. EL PARADIGMA ENERGÉTICO DE LAS ISLAS CANARIAS. HACIA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE	11
2.1. Introducción	12
2.1.1. Motivación	12
2.1.2. Objetivos y estructura del capítulo	13
2.2. Evolución de la planificación energética en el SEI canario	13

ÍNDICE GENERAL

2.3.	Evolución del parque de generación canario	15
2.3.1.	Demanda energética	17
2.3.2.	Costes medios de generación	18
2.3.3.	Balance energético	19
2.4.	Estado actual, desarrollo y potencial de las energías renovables en Canarias	21
2.4.1.	Energía eólica	21
2.4.2.	Energía hidroeléctrica	24
2.4.3.	Energía solar fotovoltaica	25
2.4.4.	Energía de origen biomasa	26
2.4.5.	Energía geotérmica	28
2.4.6.	Energía maremotriz	29
2.4.7.	Integración del recurso renovable en el SEI canario . . .	30
2.4.7.1.	Generación distribuida	30
2.4.7.2.	Redes inteligentes o smart grids	31
2.4.7.3.	Almacenamiento	32
2.4.7.4.	Relación con el autoconsumo	33
2.5.	Análisis estratégico del SEI canario	34
2.5.1.	Metodología	34
2.5.2.	Identificación de las tendencias	34
2.5.3.	Incertidumbres críticas	36
2.5.4.	Análisis DAFO	37
2.6.	Escenarios energéticos para 2030	39
2.6.1.	Los datos y el modelo	39
2.6.2.	Construcción de los escenarios de estudio hasta 2030 . .	41
2.6.2.1.	Escenario actual 2017	41
2.6.2.2.	Escenario de referencia 2030	42
2.6.2.3.	Escenario renovable 2030	43
2.6.2.4.	Escenario renovable+ 2030	43
2.7.	Resultados	45
2.8.	Discusión	49

ÍNDICE GENERAL

2.9. Conclusiones del capítulo	52
3. LOS SISTEMAS AISLADOS. CANARIAS Y SU MARCO REGULATORIO	55
3.1. Una idea general sobre los SEIE	56
3.2. La naturaleza de la actividad de generación en sistemas no continentales	59
3.3. Singularidades de las Islas Canarias	60
3.3.1. Configuración actual del parque de generación	62
3.4. Evolución del marco regulatorio en el SEI canario	63
3.4.1. Normativa de autoconsumo en Canarias	66
3.5. Análisis y aplicación de la nueva regulación	68
3.5.1. Introducción al Real Decreto 738/2015	68
3.5.2. Determinación del precio de la demanda, del coste de generación y del extracoste	70
3.5.3. Impacto en el precio del despacho de la demanda	72
3.5.4. El caso particular de Gorona del Viento	74
4. ECONOMÍA CIRCULAR EN CANARIAS. EL CASO DE LA GOMERA	79
4.1. Introducción	80
4.1.1. Motivación	80
4.1.2. Objetivos del capítulo	82
4.2. Los residuos sólidos urbanos en Canarias	83
4.2.1. La gestión de los RSU	83
4.2.2. Composición y caracterización de los residuos	84
4.2.3. Tecnologías de tratamiento	86
4.2.3.1. Depósito en vertederos	86
4.2.3.2. Reciclaje	87
4.2.3.3. Procesos termoquímicos	88
4.2.4. Emisiones de gases efecto invernadero en el sector tra- tamiento y eliminación de residuos	89

ÍNDICE GENERAL

4.3. Caso de estudio: la gestión de residuos en La Gomera	91
4.3.1. La gestión de residuos sólidos municipales en La Gomera	91
4.3.1.1. Caracterización de los residuos de la isla	94
4.3.2. Datos poblacionales	96
4.4. Materiales y métodos	96
4.4.1. Modelo del estudio	96
4.4.2. Cálculo de las emisiones del vertedero	99
4.4.3. Estimación de la población futura en La Gomera	100
4.4.4. Estimación de la energía generada por el flujo de residuos	102
4.5. Resultados	105
4.6. Discusión	107
4.7. Conclusiones del capítulo	111
 5. LA GESTIÓN DE RESIDUOS EN LOS PUERTOS CANA-	
RIO. UN ENFOQUE DESDE LA ECONOMÍA CIRCU-	
LAR	113
5.1. Introducción	114
5.1.1. Motivación	114
5.1.2. Revisión de literatura	117
5.2. Conceptualización del modelo	121
5.2.1. Metodología del estudio	121
5.2.2. Datos de la gestión de residuos	123
5.2.3. Datos del consumo de energía	125
5.3. Resultados	125
5.4. Discusión	131
5.5. Conclusiones del capítulo	136
 6. POBREZA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES	
EN LOS TERRITORIOS AISLADOS. CANARIAS	137
6.1. Introducción	138
6.1.1. Motivación	138
6.1.2. Pobreza energética: evolución conceptual	140

ÍNDICE GENERAL

6.1.3.	Marco regulatorio español de la pobreza energética . . .	144
6.1.4.	Energías renovables	144
6.2.	Materiales y métodos	145
6.2.1.	Pobreza energética y tecnologías renovables	145
6.2.2.	Datos	146
6.2.3.	Indicadores de pobreza energética en Canarias	147
6.2.3.1.	Indicadores de temperatura	147
6.2.3.2.	Indicadores de percepciones y declaraciones .	148
6.2.3.3.	Indicadores de gasto energético	148
6.2.3.4.	Índice de Pobreza Energética Compuesto (IPEC)	149
6.2.4.	Nuevo enfoque para las Islas Canarias	151
6.2.4.1.	Energías renovables	152
6.2.4.2.	Autoconsumo y energía distribuida	153
6.2.4.3.	Electrificación de la demanda	154
6.2.4.4.	Interconexiones	155
6.2.4.5.	Eficiencia energética	156
6.2.4.6.	Sostenibilidad	158
6.3.	Resultados	159
6.4.	Discusión	161
6.5.	Conclusiones del capítulo	163
7.	DISCUSIÓN GENERAL, CONCLUSIONES Y FUTURAS	
	LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	165
7.1.	Discusión general	166
7.2.	Conclusiones	169
7.3.	Futuras líneas de investigación	171
	BIBLIOGRAFÍA	197
	ANEXO	199

Índice de tablas

2.1. Evaluación del cumplimiento de los objetivos del PECAN . . .	14
2.2. Evolución de las principales magnitudes energéticas en Canarias	20
2.3. Horas de funcionamiento del recurso renovable para el horizonte 2030	40
2.4. Características para el escenario de referencia 2030	42
2.5. Características para el escenario renovable 2030	43
2.6. Características para el escenario renovable+ 2030	44
3.1. Capacidad instalada y centrales eléctricas en cada subsistema eléctrico	57
3.2. Objetivos márgenes de reserva	58
3.3. Calidad de la red de transporte eléctrico	64
3.4. Modificaciones en el marco regulatorio de los SEIE en España	65
3.5. Precio medio de compra de la demanda durante septiembre de 2015	74
4.1. Valores promedio de la composición y caracterización de los residuos en el SEI canario	85
4.2. Evolución y contribución de las emisiones GEI en Canarias asociadas al tratamiento y eliminación de residuos	90
4.3. Muestreo y composición de los residuos en la isla de La Gomera	95
4.4. Estimación poblacional de la isla de La Gomera 2016-2025 (en miles de habitantes)	102

ÍNDICE DE TABLAS

4.5. Estimación de residuos sólidos municipales para la isla de La Gomera 2016-2025	103
4.6. Características de los residuos del vertedero de la isla de La Gomera	104
5.1. Estimación anual de los residuos del muelle de Santa Cruz no incluidos en los anexos del Convenio Marpol	124
5.2. Residuos generados por empresas con licencia que operan en los muelles de Santa Cruz en el período 2013-2016	125
5.3. Parámetros de tratamiento para el flujo de residuos	127
5.4. Resultados estimados del tratamiento de residuos según el flujo procesado	128
5.5. Residuos estimados generados entre 2015–2020 para Santa Cruz de Tenerife y Las Palmas de Gran Canaria (Tn)	129
5.6. Resultados estimados del modelo para Santa Cruz de Tenerife y Las Palmas de Gran Canaria 2015–2020	130
5.7. Análisis multicriterio de alternativas de eliminación de residuos para el principal puerto de Tenerife	134
6.1. Valores obtenidos para cada uno de los escenarios estudiados .	159

Índice de figuras

2.1. Evolución de la generación eléctrica en el SEI canario	16
2.2. Participación de las energías renovables en el contexto europeo	17
2.3. Coste medio generación en el SEI canario entre 2010-2017 . . .	18
2.4. Balance energético de Canarias	20
2.5. Tendencias energéticas para el caso del archipiélago canario. Fuente: elaboración propia a partir de Amores (2018)	35
2.6. Análisis DAFO del sistema energético de Canarias	38
2.7. Escenario correspondiente a la situación actual del SEI canario (2017)	41
2.8. Resultados del escenario referencia 2030	45
2.9. Resultados del escenario renovable 2030	46
2.10. Resultados del escenario renovable+ 2030	47
2.11. Composición de vector energético para los escenarios analizados	47
2.12. Evolución de las emisiones de GEI en 2030	48
3.1. Localización de centrales térmicas en Canarias	58
3.2. Costes de generación del sistema ibérico frente a las Islas Ca- narias	61
3.3. Curvas de demanda basadas en diversas configuraciones	61
3.4. Comparativa de los precios por periódicos antes y después del Real Decreto 738/2015	75
3.5. Evolución de PhDemanda de El Hierro frente al precio de mer- cado de la Península Ibérica	75

ÍNDICE DE FIGURAS

3.6. Evolución del precio de venta horario de El Hierro frente al precio de mercado (diario e intradiario) de la Península Ibérica	76
3.7. Variaciones del precio de la demanda horaria de El Hierro frente a Tenerife	77
3.8. Fluctuaciones del precio horario en función de la demanda según la combinación de fuentes de energía: 10/agosto/2016	77
3.9. Fluctuaciones del precio horario con la planta de Gorona del Viento en operación: 16/agosto/2016	78
4.1. Composición media de los residuos en las Islas Canarias	84
4.2. Histórico de las emisiones de GEI en Canarias por tratamiento y eliminación de residuos	91
4.3. Situación y configuración de los 6 municipios de la isla de La Gomera	92
4.4. Esquema del proceso propuesto en la isla de La Gomera	97
4.5. Diagrama propuesto de valorización energética de residuos para La Gomera	105
4.6. Comparativa de los niveles de reciclaje y valorización en el horizonte 2016-2025	106
4.7. Valorización energética para el periodo 2016-2025	107
4.8. Evolución del ahorro de las emisiones de CO_2 y CH_4 en la isla de La Gomera 2016-2025 (sin implementar modelo)	108
4.9. Evolución anual de la producción de energía de origen biomasa	110
5.1. Diferencias entre la gestión de residuos marinos y terrestres . .	116
5.2. Marco regulatorio en materia de residuos para las zonas portuarias	120
5.3. Modelo propuesto de generación de energía a partir de residuos portuarios	121
5.4. Carga base estimada y picos de energía para un periodo de un año en el puerto de Santa Cruz de Tenerife	126
5.5. Modelo basado en el concepto de economía circular	126

ÍNDICE DE FIGURAS

5.6. C cantidades estimadas de valorización y reciclaje en los puertos de Tenerife (TF) y Gran Canaria (GC) para el periodo 2015–2020.	131
5.7. Estimación de la energía generada por la valorización de residuos para el periodo 2015–2020.	132
6.1. Comparativa de los índices de pobreza energética	150
6.2. Comparativa de la evolución de la pobreza energética en Canarias para el periodo 2010–2016 para los distintos índices de pobreza energética	151
6.3. Comparativa de los elementos que determinan la pobreza energética en el SEI canario	160

LISTA DE ABREVIATURAS

AFCP After Fuel Cost Poverty

AIE Agencia Internacional de la Energía

BOC Boletín Oficial de Canarias

CEE Certificación Energética de Edificios

CSR Combustible Sólido Recuperado

CTE Código Técnico de la Edificación

DB-HE Documento Básico de Ahorro de Energía

ENS Energía no Suministrada

GEI Gases de Efecto Invernadero

GOBCAN Gobierno de Canarias

IPCC Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático

IPEC Índice de Pobreza Energética Compuesto

ITC Instituto Tecnológico de Canarias

ITIT Inspección Técnica de las Instalaciones Térmicas

LIHC Low Income High Cost

MAPAMA Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación

MIFOM Ministerio de Fomento

MINECO Ministerio de Economía y Competitividad

MINETUR Ministerio de Energía, Industria y Turismo

MINHAP Ministerio de Hacienda y Función Pública

MINER Ministerio de Energía

MITECO Ministerio para la Transición Ecológica

OMIE Operador del Mercado Ibérico de la Energía

OS Operador del Sistema

PDGR Plan Director para la Gestión de Residuos

PECAN Plan Energético de Canarias

PENS Porcentaje de Energía no Suministrada

PLOCAN Plataforma Oceánica de Canarias

RD Real Decreto

REE Red Eléctrica de España

RSU Residuos Sólidos Urbanos

SCG Sistema de Control de Gestión

SEI Sistema eléctrico Insular

SEIE Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares

TIC Tecnologías de Información y Comunicación

TIM Tiempo de Interrupción Medio

RESUMEN

Los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) tienen un rol peculiar en la estructura energética de España. Aunque son regiones con recursos renovables disponibles, sus sistemas energéticos suelen depender — en su mayoría— de los combustibles fósiles. Esto se debe a los fuertes condicionantes geográficos, a la falta de un desarrollo tecnológico a escala y a la aplicación de políticas energéticas no particularizadas a estos entornos. En el caso de las Islas Canarias, el vector energético mayoritario corresponde a los productos petrolíferos y, por este motivo, es clave avanzar hacia una transición energética sin complejos en los próximos años. El estado actual y los objetivos que hasta ahora se han cumplido en este archipiélago no componen un marco especialmente esperanzador. Se requieren importantes cambios para reorganizar la planificación energética de las Islas Canarias.

En primer lugar, se analiza la estructura del sistema energético canario. El estado actual, las investigaciones en curso y los ejes sobre los que se debe fundamentar la futura política energética de estos sistemas eléctricos insulares, son cuestiones clave que se tratan en esta investigación. Para ello, se analizan tres escenarios energéticos hasta 2030 y se discuten las tendencias e incertidumbres acerca de la penetración de las energías renovables en estos pequeños territorios. Los resultados de este estudio reflejan que es necesario un cambio decidido con respecto a las políticas aplicadas hasta ahora en estas islas. Para el escenario más optimista, es posible alcanzar hasta el 49 % de la generación de electricidad a través de energías renovables y reducir

las emisiones de CO₂ en un 48 % para 2030. En cualquier caso, en este archipiélago es necesario prestar especial atención a las interconexiones entre islas, a la diversificación del mix energético para reducir la alta dependencia de combustibles fósiles, y a las medidas de ahorro energético.

En segundo lugar, se analiza el marco normativo de los SEIE en materia energética. El aislamiento es la principal característica de estos territorios, por lo que las posibilidades para que su población e industria tengan cubiertas sus necesidades eléctricas se reducen enormemente. En términos energéticos, este aislamiento se traduce en un hándicap a tener en cuenta en el plano económico y en el autoabastecimiento. Por ejemplo, es necesario establecer márgenes de reserva muy altos frente a los diseñados para el territorio peninsular, lo que lleva consigo una bajada de rendimiento de los equipos de generación y el sobre coste asociado al funcionamiento en estas condiciones.

Desde el año 2013 que entra en vigor la Ley del Sector Eléctrico (Ley 24/2013, de 26 de diciembre), se han producido cambios normativos que influyen directamente en los sistemas eléctricos aislados. El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, cambia a un modelo retributivo que prima la eficiencia de las tecnologías, la gestión y el correcto mantenimiento de las instalaciones de generación. Con este cambio también se crea un nuevo mercado virtual para cada sistema (o subsistema) aislado: se comienza a tener en cuenta los precios del año móvil del continente y los costes de generación. Este nuevo método de casación implica una reducción en la volatilidad del mercado eléctrico en los SEIE, pues parte del precio de compra pasa a ser conocido.

En tercer lugar, la gestión de los residuos sólidos urbanos (RSU) es un aspecto problemático en los entornos aislados en comparación con los territorios continentales, no sólo porque la producción de residuos crece exponencialmente, sino porque la limitación del espacio, la falta de una tecnología acorde con las necesidades de estos subsistemas y los picos de generación debidos al turismo existente, son otras barreras que deben superarse. Una

mejora en la gestión de estos RSU podría mejorar el mix energético aprovechando su contenido energético.

Es por esto por lo que se particulariza el estudio del potencial de valorización de los RSU en la isla de La Gomera. Se trata de obtener una fuente adicional de energía para producir calor y electricidad y, al mismo tiempo, explorar la posibilidad de recuperar los residuos depositados en el vertedero del complejo ambiental de El Revolcadero para su reutilización, reciclaje y, cuando esto no sea posible, para su valorización y reaprovechamiento energético (*landfill-mining*). Muchas ventajas se derivan de este modelo: aumento significativo en la fracción de reciclaje (casi inexistente en la actualidad), aumento de la contribución renovable en la isla (la mayor parte de la capacidad instalada actualmente es diésel), recuperación de zonas verdes y reducción de gases de efecto invernadero (GEI). Para superar los desafíos que lleva consigo la gestión integral de RSU, este estudio plantea pasar de una economía lineal a una economía circular, según las prioridades establecidas por la Unión Europea.

En cuarto lugar, los puertos de las islas son elementos que influyen en la economía del archipiélago. Por tanto, una mejora en su gestión energética se traduciría directamente en una mejora de la planificación energética a nivel regional. El estudio de los residuos generados en los puertos es un tema de vital importancia para reducir la contaminación marina y mejorar los sistemas de gestión portuaria. En este estudio, también se dedica una parte a mejorar la gestión de los residuos sólidos generados en los puertos de las Islas Canarias. Siguiendo el hilo expuesto en el párrafo anterior, se desarrolla un modelo de gestión de residuos basado en la economía circular. Con este modelo, es posible reducir la contaminación en las áreas portuarias de las islas capitalinas, aumentar la fracción de residuos reciclados y obtener energía adicional para los puertos.

El interés de este estudio radica en lograr ahorrar costes eléctricos y, a la vez, mejorar la deficiente gestión de residuos. La solución propuesta

para resolver los problemas actuales y lograr una zona de cero residuos está particularizada para el puerto de Santa Cruz de Tenerife y sus resultados extrapolados al puerto de Las Palmas. Se distinguen dos fases principales: la primera es el procesado y reciclado de los residuos sólidos, y la segunda, la valorización energética a través de un proceso de gasificación. Las ventajas principales de la aplicación de este modelo son que se reducen las emisiones de CO₂, se ahorra energía, se mejora la gestión de residuos en estos entornos (la fracción de reciclaje aumenta considerablemente y se descongestiona el sistema insular), y se crean nuevos puestos de trabajo. Además, este modelo también contribuye al desarrollo del Plan Territorial Especial para la Gestión de Residuos de las Islas Canarias, de acuerdo con las políticas de la Unión Europea requeridas para los próximos años.

En quinto lugar, y como resultado de la revisión de políticas energéticas en el SEI canario, esta investigación también aborda el concepto de pobreza energética desde una óptica distinta a como se encuentra tradicionalmente en la literatura. El análisis que se realiza proporciona un avance en el conocimiento del papel que desempeñan las energías renovables, la eficiencia energética, la sostenibilidad, el régimen de autoconsumo, la electrificación de la demanda y las interconexiones eléctricas sobre la pobreza energética en estos entornos. Los escenarios analizados para evaluar la estrategia energética hasta el 2030 también se utilizan para el análisis de la pobreza energética según estos pilares. Como resultado, parece que la interrelación de estos seis elementos constituye un buen indicador de la lucha contra la pobreza energética, a la vez que muestra una hoja de ruta para la política energética en estos territorios insulares aislados.

Por último, esta investigación pone de relieve la importancia de apostar por políticas energéticas que no estén basadas en los resultados a corto plazo. No hay que olvidar que la estrategia energética no requiere planificar más actuaciones en menos tiempo. Por el contrario, se trata de planificar en el medio-largo plazo actuaciones que, partiendo de la raíz de los problemas, logren encauzar las singularidades de estos entornos hacia una transición energética sostenible.

PALABRAS CLAVE: Sistemas Eléctricos Insulares, Energías Renovables, Economía Circular, Planificación Energética, Pobreza Energética, Sostenibilidad, Transición Energética.

ABSTRACT

Insular and extra-peninsular electrical systems (IEES) have a peculiar role in the energy structure of Spain. Although they are regions with available renewable resources, their energy systems tend to depend —mostly— on fossil fuels. This is due to the strong geographical constraints, the lack of technological development at reduced scale and the application of energy policies not specific to these environments. In the case of the Canary Islands, the major energy vector corresponds to petroleum products and, therefore, it is a key factor to move towards an energy transition in the coming years. The current state and the objectives that up to now have been fulfilled in this archipelago do not constitute an especially hopeful framework. Important changes are required to reorganize the energy planning of the Canary Islands.

In the first place, the structure of the Canary Islands' energy system is analyzed. The current status, the research in progress and the axes on which the future energy policy of these island electrical systems should be based, are key issues that are dealt with in this investigation. For this, three energy scenarios are analyzed up to 2030 and the trends and uncertainties about the penetration of renewable energies in these small territories are discussed. The results of this study reflect that a determined change is necessary with respect to the policies applied until now in these islands. For the most optimistic scenario, it is possible to achieve up to 49 % of electricity generation through renewable energies and reduce CO₂ emissions by 48 % by 2030. In any case, in this archipelago it is necessary to pay special attention to the interconnections

among islands, to the diversification of the energy mix to reduce the high dependence on fossil fuels, and to the energy saving measures.

Secondly, the normative framework of the IEES in energy matters is analyzed. Isolation is the main characteristic of these territories, so the possibilities for their population and industry to cover their electrical needs are greatly reduced. In energy terms, this isolation translates into a handicap to be taken into account in the economic sphere and in self-sufficiency. For example, it is necessary to establish very high reserve margins compared to those designed for the peninsular territory, which leads to a drop in the performance of generation equipment and the additional cost associated with operating under these conditions.

Since 2013, when the Electricity Sector Law came into force (Law 24/2013, of December 26), there have been regulatory changes that directly affect isolated electrical systems. Royal Decree 738/2015, of July 31, changes to a retributive model that prioritizes the efficiency of technologies, management and adequate maintenance of generation facilities. With this change, a new virtual market is created for each isolated system (or subsystem): the prices of the continent's mobile year and the generation costs are taken into account. This new method of matching will imply a reduction in the volatility of the electricity market in the SEIE, since part of the purchase price will already be known.

In the third place, urban solid waste management is a controversial aspect in isolated environments compared to continental territories, not only because the production of waste grows exponentially, but because the limitation of space, the lack of a technology adapted to the needs of these subsystems and the generation peaks due to existing tourism, are other barriers that must be overcome. An improvement in the management of these urban solid waste (USW) could improve the energy mix by taking advantage of the energy value of this waste.

This is why the study of the potential for valorization of the USW on the island of La Gomera is analyzed specifically. The aim is to obtain an additional source of energy to produce heat and electricity and, at the same time, explore the possibility of carrying out a work of *landfill-mining* in the El Revolcadero environmental complex. Many advantages are derived from this model: significant increase in the fraction of recycling (almost non-existent at present), increase in the renewable energy contribution on the island (the main share currently installed is diesel), the recovery of green areas and the reduction of greenhouse gases (GHG). To overcome the challenges involved in the comprehensive management of USW, this study proposes moving from a linear to a circular economy, according to the priorities established by the European Union.

Fourth, the ports of the islands are elements that influence the economy of the archipelago. Therefore, an improvement in its energy management, would translate directly into an improvement of energy planning at the regional level. The study of waste generated in ports is a vitally important issue to reduce marine pollution and improve port management systems. In this study, one section is also devoted to improving the management of solid waste generated in the ports of the Canary Islands. Following the thread described in the previous paragraph, a waste management model based on the circular economy is developed. With this model, it is possible to reduce pollution in the port areas of the capital islands, increase the fraction of recycled waste and obtain additional energy for the ports.

The interest of this study lies in achieving savings in electricity costs and, at the same time, improving waste management. The proposed solution to solve the current problems and achieve a zone of zero waste is particularized for the port of Santa Cruz de Tenerife and its results extrapolated to the port of Las Palmas. There are two main phases: the first is the processing and recycling of solid waste, and the second, the energy recovery through a gasification process. The main advantages of the application of this model

are that CO₂ emissions are reduced, energy is saved, waste management is improved in these environments (the recycled fraction increases considerably, and the insular system is decongested), and new jobs are created. In addition, this model also contributes to the development of the Special Territorial Plan for Waste Management of the Canary Islands, in accordance to the European Union policies required for the coming years.

Fifth, and as a result of the review of energy policies in the Canary Islands, this research also addresses the concept of energy poverty from a different perspective than the one is traditionally found in the literature. The analysis carried out provides an advance in the knowledge of the role played by the following six pillars: sustainability, renewable energies, energy efficiency, the self-consumption regime, the electrification of demand and the electrical interconnections on energy poverty in these environments. The scenarios analyzed to evaluate the energy strategy up to 2030 are also used for the analysis of energy poverty according to these pillars. As a result, it seems that the interrelation of these six elements is a good indicator of the fight against energy poverty, while showing a roadmap for energy policy in these regions.

Finally, this research highlights the importance of betting on energy policies that are not based on short-term results. Do not forget that the energy strategy does not require planning more things in less time. On the contrary, it is about planning in the medium-long term actions that, starting from the root of the problems, manage to channel the singularities of these environments towards a sustainable energy transition.

KEYWORDS: Insular Electrical Systems, Renewable Energies, Circular Economy, Energy Planning, Energy Poverty, Sustainability, Energy Transition, Canary Islands.

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN Y METODOLOGÍA

Este capítulo describe el origen de la investigación, los objetivos de la misma, la estructura del documento, la metodología empleada y las principales aportaciones.

1.1 La pregunta de investigación

La pregunta clave de investigación se puede formular de la siguiente manera: ¿Cuáles son los retos energéticos que presentan las Islas Canarias para avanzar hacia una transición energética sostenible?

Para responder con precisión a esta pregunta clave, también se han analizado otras cuestiones que enriquecen y complementan esta investigación. Para estos entornos eléctricamente aislados, ¿cuáles son las singularidades que influyen en la planificación energética? Una vez se han identificado estas singularidades: ¿Cuál es el estado actual de las energías renovables en el archipiélago canario? ¿Es posible conseguir un 100 % de abastecimiento eléctrico a partir de energías renovables en las Islas Canarias? Más aún, y desde un enfoque normativo, ¿cómo afecta el actual marco regulatorio a la penetración de las fuentes de energías limpias? ¿Qué papel juega el régimen de autoconsumo en los entornos aislados? ¿Y la generación distribuida? ¿Qué papel tienen las interconexiones eléctricas entre islas? Por último, también es importante comprender las implicaciones que lleva consigo un modelo energético sostenible y como se aplica en los entornos aislados, ¿cuál es su relación con la economía circular? ¿Cómo inciden las políticas energéticas sostenibles en los niveles de pobreza energética del archipiélago?

1.2 El origen de esta investigación

El operador del sistema eléctrico, Red Eléctrica de España (REE), de acuerdo con la normativa actual, es el encargado de velar por el cumplimiento

de dos objetivos clave para el sistema eléctrico español. El primero, asegurar la garantía de suministro de la red y, el segundo, hacerlo incurriendo en los menores costes posibles.

En este sentido, la planificación energética tiene una enorme importancia para hacer posible el desarrollo de las infraestructuras necesarias de una forma económicamente eficiente y sostenible. La planificación estratégica en materia de políticas e infraestructuras es, por tanto, un ejercicio de enorme responsabilidad. Debido a los largos períodos de amortización de las nuevas infraestructuras asociadas, a sus elevados costes o a la durabilidad de las leyes aprobadas, se debe pensar en una planificación coherente para garantizar esos objetivos clave en el medio-largo plazo.

El artículo 10 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico ([MINETUR, 2013b](#)) explicita la necesidad de una reglamentación singular para los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (en adelante, SEIE). Esta denominación hace referencia al conjunto de los subsistemas eléctricos de las Islas Baleares y de las Islas Canarias, así como de Ceuta y Melilla. Se trata, por tanto, de cuatro territorios compuestos, en términos eléctricos, por diez subsistemas diferentes e independientes entre sí ([Rodríguez del Castillo, 2014](#)):

- Ceuta.
- Melilla.
- Las Islas Baleares (Mallorca, Menorca, Ibiza y Formentera), que se dividen en dos subsistemas: Mallorca–Menorca (Mallorca se halla interconectada con el continente) e Ibiza–Formentera.
- Tenerife, Gran Canaria, El Hierro, La Palma, La Gomera y Lanzarote-Fuerteventura, constituyen otros seis subsistemas.

Los SEIE presentan limitaciones y condicionantes propios que afectan al suministro eléctrico y dan lugar a que los costes de inversión y explotación sean superiores a los de un sistema continental interconectado. Del mismo modo, ni la regulación de la actividad de generación, ni la regulación del despacho eléctrico responden al modelo continental de mercado mayorista, pues éste no daría una adecuada respuesta a los objetivos de garantizar el suministro eléctrico y cubrir la demanda de forma eficiente en costes en estos territorios.

Sin embargo, esto no ocurre solamente en términos eléctricos. Basta examinar el mapa de España para comprender que el aislamiento es la principal característica de estos territorios. En términos energéticos, el aislamiento se traduce en un obstáculo de importantes consecuencias en el plano económico y social para el propio abastecimiento. En la Península Ibérica, las interconexiones entre los diferentes núcleos de generación de energía abren un abanico de posibilidades para que su población e industria tengan cubiertas sus necesidades eléctricas. Sin embargo, los SEIE están al margen de la red eléctrica peninsular.

Desde el punto de vista de la gestión de recursos energéticos sostenibles, estos subsistemas se topan con las limitaciones propias de la tecnología diseñada para grandes territorios. El aislamiento implica, a su vez, no poder abastecerse de la producción energética de las energías renovables, pues dependen de factores externos. De este modo, todas estas limitaciones obligan al empleo de tecnologías que utilizan combustibles fósiles. En lo que se refiere a pobreza energética y desarrollo social, todo lo dicho anteriormente es causa directa de una situación que perjudica de forma más severa a estas regiones.

Por tanto, es importante poder diseñar una estrategia que, teniendo en cuenta las singularidades de estos subsistemas, brinde ventajas para su población. Precisamente, en palabras de Michael Porter, la estrategia adecuada es aquella que hace distinta a una organización en particular, brindando una ventaja competitiva. Sin embargo, no se llama estrategia el simple hecho de

implementar prácticas mejores, como por ejemplo, aumentar el número de centrales de generación, construir cables submarinos para interconectar territorios o implementar nuevos marcos normativos, sin tener en cuenta si estas acciones van a contribuir positivamente y van a ser un hecho diferenciador en el avance. De hecho, hay muchas iniciativas que impulsan los dirigentes políticos (gestores), a través de las administraciones públicas, para que su región sea más productiva, más eficiente o para tener la última tecnología o conocimiento. Sin embargo, esas acciones son una necesidad, pero no conforman una estrategia; no marcan una diferencia. La estrategia no es hacer lo mismo, pero mejor ([Mendizábal, 2012](#)), sino, como ya se ha dicho, es hallar un marco distinto para que la organización aporte valor.

Dicho de otro modo, se trata de analizar el panorama energético actual de estas regiones, detectar problemas, formular objetivos y establecer unos ejes de actuación para lograr implementar una estrategia energética que responda a las necesidades, no solo actuales, sino también futuras.

Por tanto, el desafío que se plantea es doble: incorporar las mejores prácticas desde el enfoque de las energías renovables y de la economía circular y, a la vez, tener claro dónde se marcan las diferencias con otros entornos a la hora de modificar y establecer esas nuevas prácticas.

1.3 Objetivos de la investigación

Con este estudio no sólo se da a conocer el estado actual del sector energético del Sistema Eléctrico Insular (SEI) canario, sino que se proponen nuevas medidas, actuaciones y estrategias a medio-largo plazo para lograr algo más básico y de mayor importancia: la concienciación de que es posible comenzar a recorrer el camino hacia un archipiélago (subsistema aislado) sostenible y comprometido con la economía circular.

Para lograr esto, se deben considerar las singularidades de estos territorios y las medidas que, en un intervalo razonable de tiempo, se pueden llevar a cabo desde un enfoque sostenible y eficiente de la utilización de los recursos. Por ejemplo, la ubicación de nuevos puntos de generación en zonas alejadas de los nodos de generación actuales (puntos deficitarios de la red), o la utilización de nuevos combustibles derivados de la valorización de residuos, que introducen los conceptos de economía circular y sostenibilidad, evitarían pérdidas por transporte al sistema y podrían hacer frente a los efectos negativos que tienen estas peculiaridades sobre la gestión energética.

El objetivo principal de esta tesis es valorar las alternativas, en términos de planificación estratégica, a través de un enfoque ecológico, económico y socialmente sostenible, de modo que pueda ser replicable en otros entornos aislados similares.

Por tanto, con el fin de mejorar el estado actual del sistema energético en el archipiélago canario y extrapolar los resultados para otras regiones similares, los objetivos secundarios que se derivan de este estudio son los siguientes:

- Estudiar el estado actual del sistema energético en el archipiélago canario.
- Analizar el marco normativo de los entornos aislados respecto a la política energética y detectar las posibles deficiencias.
- Diseñar medidas para reducir el coste variable de generación eléctrica que padecen estos subsistemas.
- Reducir, en la medida de lo posible, la utilización de combustibles fósiles.
- Incrementar el uso de las fuentes de energía renovables en las islas para construir una economía circular que forme parte de la cultura de estos entornos aislados.

- Difundir resultados y contribuir positivamente a la discusión de la problemática actual.

1.4 Estructura de la tesis

El presente documento se estructura en siete capítulos que engloban, de una forma estructurada, el compendio de estudios que forman la investigación planteada.

En el primer capítulo se presenta la pregunta de investigación y se aborda el origen de la investigación, los objetivos, la metodología empleada y las principales aportaciones.

El segundo capítulo hace una revisión del estado del arte sobre el que se fundamenta esta investigación: la planificación energética en los entornos aislados y las energías renovables. Se incluyen aspectos relacionados con la naturaleza de los entornos aislados, la estructura del sistema energético y su regulación, las singularidades del SEI canario y su evolución en los últimos años.

En el tercer capítulo se realiza un estudio de la normativa española aplicada a los territorios no peninsulares. Asimismo, se analiza un caso práctico en la isla de El Hierro: la central hidroeléctrica de Gorona del Viento.

El cuarto capítulo realiza una evaluación del potencial energético de residuos en la isla de La Gomera, que ofrece un modelo extrapolable a otras regiones. Además, se repasa la definición de los conceptos de sostenibilidad y economía circular en estos entornos y las estrategias adoptadas hasta ahora.

En el quinto capítulo se analiza la problemática de los residuos procedentes de buques en los puertos canarios. Este estudio se aborda a través de los dos puertos representativos del archipiélago canario: Santa Cruz de Tenerife y Las Palmas de Gran Canaria.

En el sexto capítulo se realiza un análisis de la situación actual de la pobreza energética en las Islas Canarias desde un enfoque distinto al tradicional, centrado en los elementos clave de la planificación energética de estos entornos.

Por último, el séptimo capítulo agrupa una discusión general, las conclusiones de esta investigación y las limitaciones y prospectivas para futuras líneas de investigación.

1.5 Metodología

Con esta investigación se pretende describir la realidad energética del sistema eléctrico insular canario. Se trata de una investigación descriptiva que trata de analizar y caracterizar la planificación energética del SEI canario. A partir de dicho análisis, se logra ordenar, agrupar y sistematizar los factores clave que intervienen en el mix energético del archipiélago canario, siendo su metodología básicamente cualitativa, pues se persigue describir un suceso complejo como es la interrelación de las variables energéticas del entorno canario a partir de información preferentemente cualitativa.

Es una investigación en la que se da respuesta a un problema con una solución práctica y se busca la elaboración de un modelo eficiente de gestión energética para los sistemas eléctricos insulares y, en particular, para el caso canario. Por tanto, las etapas metodológicas de esta investigación están bien diferenciadas a lo largo del estudio.

La metodología de esta investigación comienza examinando las características y la estructura del sistema energético del archipiélago canario. A partir de aquí, se realiza una revisión del estado del arte a través de un estudio detallado de la literatura disponible sobre los sistemas eléctricos aislados.

Tanto al definir y formular las hipótesis, como al elegir las fuentes apropiadas, se observa que la bibliografía existente sobre las singularidades de estos entornos aislados y la propuesta de modelos teóricos basados en complejas simulaciones, es abundante. Sin embargo, se echan en falta estudios que aborden de forma práctica y realista (con los recursos y medios disponibles actualmente) estrategias y medidas concretas para lograr una planificación energética eficiente en los subsistemas energéticos de los archipiélagos canario y balear, así como en Ceuta y Melilla.

En este sentido, a través de observaciones objetivas y exactas, se han analizado e interpretado los datos disponibles hasta el último anuario energético publicado ([GOBCAN, 2018](#)), el último Plan Energético de Canarias ([PE-CAN, 2007](#)) y las principales publicaciones de referencia sobre la normativa energética de estos entornos. Como era de esperar, esto ha llevado a confirmar la problemática existente en el consumo de combustibles fósiles y la falta de iniciativa y previsión para idear marcos legales adaptados a dichos entornos singulares. Mas aún, se observa cierta dejadez, de un lado, en la implementación de medidas que hagan posible la reducción de los elevados costes energéticos del archipiélago y, de otro, en la inversión de sistemas para desarrollar una economía circular que favorezca el desarrollo de políticas energéticas basadas en la reutilización y eficiencia de los recursos. En cuanto a esto, se han tomado como referencia los conceptos de *Cradle to Cradle*, citado en [Cubiñá \(2010\)](#), y de economía circular de [Pauli \(2010\)](#).

Por último, se aborda la identificación de los grupos de interés y se estudian los principales indicadores. Como se describe a lo largo del trabajo, las políticas energéticas aplicadas en las islas obedecen a la extrapolación del modelo continental, o bien, a una adaptación que en muchas ocasiones lleva a impedir proponer medidas acertadas que se ajusten correctamente a estas economías de escala. Por ello, entre los principales interesados y factores que intervienen destacan: las administraciones públicas y aparatos institucionales (consejerías, concejalías, autoridades portuarias, etc.), la clase política

en cuanto a la potestad para modificar y regular la normativa vigente, el operador del sistema, las organizaciones empresariales y la ciudadanía.

1.6 Principales aportaciones

Sobre la base de esta metodología, las aportaciones que pretende realizar esta investigación se enumeran a continuación.

En primer lugar, contribuir a esclarecer la situación actual sobre la política energética en Canarias, como ejemplo de región ultraperiférica aislada del territorio continental. Esto permitirá valorar el modelo energético actual, analizar sus pros y contras, y establecer los ejes fundamentales para proponer un nuevo marco de transición energética en el archipiélago.

En segundo lugar, el análisis metodológico del grado de penetración de las fuentes de energías renovables permitirá contribuir a la búsqueda de soluciones basadas en las singularidades de los sistemas eléctricamente aislados.

En tercer lugar, de este análisis metodológico se desprenderán diferentes opciones para acercarse a una gestión eficiente de los recursos energéticos disponibles. El estudio del esquema de generación distribuida, de las interconexiones entre islas o de la aplicación del régimen de autoconsumo para el caso canario, permitirá establecer premisas para reducir la demanda, las pérdidas en la red y la cuota de participación de combustibles fósiles del mix energético.

En cuarto lugar, el análisis energético mediante la particularización por islas del archipiélago canario, permitirá discernir sobre la idoneidad en la elección de esquemas y tecnologías de generación disponibles.

Por último, esta metodología permitirá conceptualizar la pobreza energética en las Islas Canarias y relacionarla con los elementos que intervienen en el desarrollo de una planificación energética sostenible.

Capítulo 2

EL PARADIGMA ENERGÉTICO DE LAS ISLAS CANARIAS. HACIA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE

2.1 Introducción

2.1.1 Motivación

El actual sistema energético del archipiélago canario se caracteriza por una gran dependencia exterior. Esta dependencia se basa, sobre todo, en productos petrolíferos y generan unos costes que están por encima de la media del conjunto peninsular. Este hecho se magnifica aún más si se tiene en cuenta la condición de región ultraperiférica, que hace que Canarias sea una región energéticamente aislada y débil, en el sentido de que cuenta con recursos limitados en cuanto al territorio, a los combustibles, al agua, o a la gestión de residuos ([Chen et al., 2007](#)).

Aún con esta vulnerabilidad, hay que darse cuenta de que el SEI canario tiene otras ventajas que todavía se han explotado poco. Las condiciones climáticas y los recursos renovables disponibles, se podrían aprovechar para reducir la dependencia del exterior y las emisiones contaminantes de las energías convencionales. Asimismo, se debe incidir en políticas de ahorro y eficiencia energética en todos los sectores.

Las emisiones procedentes de gases de efecto invernadero (GEI) son las principales responsables del calentamiento global. El CO_2 es el principal responsable de estos gases, y son los combustibles fósiles los causantes del 90 % de las emisiones del CO_2 ([Rahman et al., 2014](#)). En este sentido, junto a la alta dependencia del petróleo, el aumento de la utilización de fertilizantes en los cultivos o la deforestación de estos entornos aislados, acentúan el calentamiento global en este archipiélago. Esto, a su vez, causa alteraciones climáticas ([Gilman et al., 2008](#); [Linnenluecke et al., 2011](#)) y, aunque en Canarias no se ha traducido en fuertes tormentas o huracanes, se ha notado en los últimos años un cambio considerable en las condiciones climáticas: se han producido fuertes temporales (hasta ahora inusuales en estas regiones) y las

temperaturas se han extremado, tanto en verano como en invierno. Por eso, la estrategia energética en clave de energías limpias y sistemas sostenibles, cobra gran importancia para estos pequeños subsistemas.

2.1.2 Objetivos y estructura del capítulo

Con el objetivo de avanzar hacia una transición energética en el archipiélago canario, este capítulo pretende revisar el estado actual de las energías renovables en el SEI canario y analizar su evolución hasta 2030.

En primer lugar, se analiza el último Plan de Energía de Canarias aprobado (en adelante, PECAN), evaluándose su nivel de logro. En segundo lugar, se explica la evolución del parque de generación canario. En tercer lugar, se estudia el estado actual, el desarrollo y el potencial del recurso renovable en las Islas Canarias. En cuarto lugar, se explica la metodología del estudio para el análisis de los escenarios energéticos. En quinto lugar, se obtienen los resultados para cada escenario. Por último, se discuten los resultados y se sugieren algunas actuaciones de carácter estratégico para implementar un modelo energético sostenible.

2.2 Evolución de la planificación energética en el SEI canario

Desde finales de los años 80 son muchos los documentos que se han elaborado para intentar trazar una hoja de ruta hacia una política energética sostenible, basada en las tecnologías limpias. Quizá, la colección de informes más relevante que aborda este intento son los denominados planes energéticos. En estos informes se establecen objetivos, indicaciones y pautas sobre la planificación y estrategia energética del archipiélago a corto-medio plazo. Se han publicado tres revisiones en los años 1986, 1989 y 2007.

2.2 Evolución de la planificación energética en el SEI canario

Esta última revisión, aprobada en marzo del año 2007 ([PECAN, 2007](#)), y de la que sólo se ha hecho seguimiento los dos años siguientes, continúa vigente debido a la falta de nuevos estudios técnicos que la sustituya. Desde su origen, estos documentos se fundamentan en cuatro principios básicos: garantizar el suministro eléctrico, promover el uso racional de energía, aumentar la participación de las energías renovables en el mix energético del archipiélago y dar mayor protagonismo a la dimensión ambiental. En la Tabla 2.1, se resume el balance de los objetivos asumidos desde el 2007 en base al último PECAN aprobado.

Tabla 2.1: Evaluación del grado de cumplimiento de los objetivos del actual PECAN. Fuente: [GOBCAN \(2017a\)](#)

DESCRIPCIÓN	SITUACIÓN 2005	OBJETIVO 2015	REALIDAD 2018
Reducir la dependencia del petróleo	99,4 %	72,0 %	98,5 %
Aumentar el autoabastecimiento de energía primaria	0,6 %	8,0 %	1,5 %
Introducir el gas natural en el mix energético	0,0 %	20,0 %	0,0 %
Generación eléctrica mediante fuentes renovables	3,9 %	30,0 %	7,6 %
Incremento de la potencia eólica	136,4 MW	1.025,0 MW	152,7 MW
Incremento de la potencia fotovoltaica	$\leq 1,0$ MW	160,0 MW	180,6 MW
Superficie de paneles solares térmicos	58.000 m^2	460.000 m^2	117.079 m^2
Reducir la intensidad energética (IE)	—	↓ 25 %	↓ 21,34 %

Otro de los objetivos planteados fue el fomento de otras fuentes de energía renovables distintas a la eólica y solar (energía minihidráulica, solar termoeléctrica, maremotriz o la utilización de biocombustibles). Aunque no se cuantificó en su momento, la cifra actual ronda los 5,7 MW (biomasa y minihidráulica).

Con respecto a la intensidad energética (IE), este parámetro es un indicador de la eficiencia energética de una economía. Se calcula como la relación entre la demanda o consumo energético (E) y el producto interior bruto (PIB) de un país:

$$I = \frac{E}{PIB} \quad (2.1)$$

Su expresión se interpreta como *las unidades de energía que se necesitan para producir una unidad de riqueza*. De este modo, una IE elevada quiere decir que existe un coste alto para convertir energía en riqueza, o lo que es lo mismo, se trata de una economía energéticamente voraz (se consume mucha energía obteniendo un PIB bajo). Por contra, una IE baja indica un coste bajo para convertir energía en riqueza de conversión (se consume poca energía y se obtiene un PIB alto).

En resumen, la situación energética actual de estos entornos aislados continúa siendo muy parecida a la de entonces. Resultaría algo disparatado plantear nuevas metas, dando por supuesto la consecución de las anteriores. Por tanto, los objetivos que se divisan a medio-largo plazo deberán tener en cuenta estas premisas.

2.3 Evolución del parque de generación canario

Como se ha dicho, desde la elaboración del primer PECAN, se ha hecho hincapié en impulsar proyectos que tengan en cuenta de forma prioritaria el almacenamiento energético en el archipiélago canario, pues se trata de incrementar los medios disponibles para que el Operador del Sistema pueda: (i) garantizar el suministro, (ii) mejorar la seguridad del sistema y (iii) optimizar la integración de energías renovables en las islas.

Además de la central hidroeléctrica de Gorona del Viento, en la isla de El Hierro, destaca el proyecto de construcción de la central hidroeléctrica reversible entre los embalses de Chira y Soria, en Gran Canaria. Con este proyecto se pretende dar un paso importante para mejorar el modelo energético del archipiélago, pues de esta forma se lograría aumentar las instalaciones de almacenamiento energético, lo que constituye un factor clave en este tipo de entornos. Quizá esto sea un primer impulso para avanzar hacia un nuevo modelo energético sostenible. Aunque este proyecto tardará todavía años en

2.3 Evolución del parque de generación canario

completarse, una infraestructura de este tipo supondría un mayor desarrollo y aprovechamiento de las energías renovables en la isla de Gran Canaria (y por tanto, en el SEI canario), pues se trataría de una instalación capaz de ayudar a reducir la vulnerabilidad ante las puntas de demanda u otras deficiencias en la generación eléctrica.

La evolución de la estructura de generación eléctrica en Canarias desde el año 2006, y hasta los datos publicados hasta ahora, se muestra en la Figura 2.1. Según [Red Eléctrica de España \(2018\)](#), el incremento de generación de los últimos años se concentra principalmente en las turbinas de gas y de vapor. El ciclo combinado es la tecnología con más potencia instalada en el sistema eléctrico de Canarias, con un 31 % del total a finales de 2017. De hecho, durante los últimos siete años ha constituido la pieza clave en el mix de generación canario. Le siguen la generación con turbina de vapor y motores diésel, con valores del 29,9 % y 25,1 %, respectivamente.

Figura 2.1: Evolución de la generación eléctrica en el SEI canario. Fuente: Red Eléctrica de España

2.3.1 Demanda energética

Aunque Canarias cuenta con la central hidroeléctrica de Gorona del Viento (El Hierro), se observa una participación escasa de las energías renovables, con niveles alejados de los que se registran en el conjunto de España o en otros sistemas energéticos de la Unión Europea. De hecho, la Figura 2.2 muestra la comparación de Canarias con algunos territorios en cuanto a la contribución energética de las distintas fuentes y tecnologías de generación. Destacan países como Islandia, que no utilizó combustibles fósiles, o Noruega, que suma la mayor participación de energía hidráulica.

Figura 2.2: Participación de las energías renovables en el contexto europeo. Fuente: [GOBCAN \(2018\)](#)

Del mismo modo, es llamativo que las Islas Azores, que cuentan con recursos naturales similares a las Islas Canarias, logren casi un 27 % más de participación en energías renovables e hidráulica que el archipiélago canario. Sobre la base de esto, es necesario comparar y revisar las políticas energéticas aplicadas que marcan esta diferencia.

2.3.2 Costes medios de generación

De acuerdo con los últimos informes del Gobierno de Canarias, basados en los datos de Red Eléctrica de España, la evolución que ha experimentado el coste medio de generación eléctrica en Canarias es positiva si se compara con la tendencia desde el año 2013 (cfr. Figura 2.3). Esta reducción se debe a que, hasta finales de 2013, el precio de producir electricidad se fijaba a partir de las subastas CESUR¹. Por ejemplo, la celebrada el 19 de diciembre de ese año, supuso un incremento del 25,6 % en los precios de la electricidad. Ante esta situación, el Gobierno decidió intervenir y comenzar el estudio de un nuevo método, que trajo consigo la enésima reforma del sector eléctrico.

Figura 2.3: Coste medio generación en el SEI canario entre 2010-2017. Fuente: Red Eléctrica de España y Gobierno de Canarias

¹La subasta eléctrica CESUR determinaba cerca del 40 % del precio final de la luz. En el año 2014 se sustituyó por un nuevo sistema que fijaba los precios en función del consumo diario y la cotización de la energía en el mercado mayorista (*pool*).

En la Figura 2.3, se puede observar la variación del coste de generación desde el año 2010 al 2017. El coste de la generación en estas islas es muy distinto al de los sistemas continentales. Es evidente que esto se debe, en gran medida, a la menor participación en el mix energético de las tecnologías con menor coste de generación (hidráulica o nuclear). Como ejemplo, si nos fijamos en el periodo comprendido entre 2010–2017, se observa como el archipiélago canario presenta el coste más elevado con diferencia: 231,65 €/MWh, frente a Baleares y Península con 141,33 €/MWh y 46,61 €/MWh, respectivamente. En el año 2017, el precio máximo se alcanzó en enero y se cifró en 138,43 €/MWh.

2.3.3 Balance energético

Los principales indicadores dentro del ámbito energético corresponden a la energía primaria² y la energía final.³ En la Tabla 2.2 se muestra la evolución de algunas magnitudes energéticas en el periodo 2011–2017 para el SEI canario.

De esta tabla se pueden hacer algunos comentarios. Por un lado, la producción interior representa una parte reducida sobre la energía primaria, siendo dicha cifra lo que aporta el conjunto de las energías renovables en el archipiélago. De hecho, la contribución de estas fuentes de energía es muy reducida y, según la última memoria energética publicada, su valor se ha estabilizado en torno al 1,4 %. Respecto a la cifra de bunkers (navegación

²De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (AIE), se ha calculado la energía primaria como la suma de las importaciones netas de recursos energéticos primarios y la producción interior de energía, deduciendo las exportaciones que se producen de estos productos, los suministros a la navegación marítima internacional y las variaciones de existencias.

³En cuanto a la energía final, se procede deduciendo las pérdidas globales del sector energético de la energía primaria (generación en centrales, mermas, autoconsumos, transporte y distribución de energía eléctrica).

2.3 Evolución del parque de generación canario

Tabla 2.2: Evolución de las principales magnitudes energéticas en Canarias, unidades en Tep. Fuente: [GOBCAN \(2018\)](#)

Año	Producción interior	Importaciones - Exportaciones	Bunkers	Δ Stocks	$E_{PRIMARIA}$	E_{FINAL}
2011	57.914	7.235.924	-2.538.437	118.114	4.873.515	3.410.486
2012	60.785	6.982.391	-2.416.715	204.654	4.831.116	3.349.622
2013	63.959	7.070.635	-2.354.418	50.882	4.831.059	3.341.420
2014	66.397	6.395.707	-1.977.770	77.740	4.562.073	3.366.465
2015	67.372	7.080.974	-2.372.032	-267.082	4.509.232	3.354.837
2016	68.189	7.015.082	-2.452.172	97.837	4.728.936	3.551.557
2017	70.491	7.321.567	-2.506.864	15.489	4.900.683	3.720.306

marítima internacional), se observa que en 2017 aportó en torno a un 2,23 % más a la energía primaria.

En el último año, tanto la energía primaria, como la energía final (sin incluir los usos no energéticos), aumentan con valores cercanos al 4 % respecto al año 2016. En la Figura 2.4 se representa el balance energético de Canarias en el año 2017. Como se observa, la producción interna de renovables es mínima en el global de la energía primaria.

Figura 2.4: Balance energético de Canarias. Fuente: Dirección General de Industria y Energía del Gobierno de Canarias

2.4 Estado actual, desarrollo y potencial de las energías renovables en Canarias

Durante el año 2017, la potencia eléctrica bruta total instalada en Canarias superó los 3.000 MW. De esta cifra, poco más de 400 MW correspondieron a la fracción renovable, siendo la eólica y la fotovoltaica las más representativas, con 213 MW y 182 MW, respectivamente. En otras palabras, la generación de origen renovable cubrió solamente el 13,6 % del total generado en el 2017, lo que supone un aumento del 15,2 %.

Como exponen [González et al. \(2017\)](#), la naturaleza orográfica y climática de las Islas Canarias hace de estos territorios un escenario propicio para potenciar las fuentes de energía renovables. Efectivamente, cada subsistema del SEI canario tiene ventajas e inconvenientes respecto a la implantación de estas fuentes de energía. Es necesario pensar, de forma razonada y de cara al medio-largo plazo, en cómo eliminar lo que no funciona, como optimizar lo que ya hay y que es difícil de suprimir y cómo introducir nuevas políticas, medidas o herramientas para contribuir verdaderamente al desarrollo de estas energías. Dicho de otro modo, como provocar un marco de transición energética para estos entornos aislados.

A continuación, se va a realizar una revisión de algunos de los principales estudios elaborados hasta la fecha para Canarias, según los tipos de energías renovables.

2.4.1 Energía eólica

Las fuentes de energía renovables no gestionables son aquellas que se presentan como intermitentes o inciertas, difíciles de controlar. En esta categoría se incluyen tanto la energía eólica como la fotovoltaica. En Canarias, la potencia eólica instalada al final de año 2017 fue de 212.839 kW, es decir, un

34 % más que el 2016. Según los datos del Gobierno de Canarias, de la potencia total instalada, el 86,2 % (poco más de 183.000 kW) corresponde a instalaciones que vierten toda su energía a la red eléctrica. Por otro lado, el 11,4 % (24.330 kW) corresponde a aquellas instalaciones en las que una parte de la energía generada se vierte a la red y otra parte se consume en la instalación asociada. Por último, el 2,3 % restante, unos 5.000 kW, corresponde a un parque eólico en Fuerteventura que está dedicado a la investigación y desarrollo.

A la hora de estudiar la planificación energética del recurso eólico, es necesario tener en cuenta los factores climatológicos, la ubicación de los parques de generación y la evaluación precisa de su potencial. En este sentido, existen diversos trabajos enfocados a estudiar los cambios climáticos relacionados con el recurso eólico. Se trata de investigaciones que se centran en los posibles escenarios a medio-largo plazo. Por ejemplo, para el territorio peninsular y las Islas Baleares, [Gómez et al. \(2016\)](#) cuantificaron el impacto del cambio climático sobre la velocidad del viento en la Península Ibérica y las Islas Baleares. Para ello, utilizan los resultados de un conjunto de cuatro modelos climáticos regionales impulsados por un modelo climático global. El resultado fue una tendencia negativa en la velocidad del viento, especialmente en el centro de la Península Ibérica y en la costa mediterránea.

Recientemente, [González et al. \(2017\)](#) también han estudiado estos factores para el caso del archipiélago canario. De este estudio resulta que las áreas de velocidad media del viento más altas, generalmente corresponden a los canales entre islas con mayor altitud media. Las ubicaciones preferidas para instalar parques eólicos son las zonas costeras y algunas áreas de Lanzarote y Fuerteventura, que tienen una orografía más baja. Además, estos autores a través de modelos numéricos, han estimado que para las islas de mayor elevación, es decir, las cinco más occidentales, se prevé una reducción general de energía eólica extraíble de hasta 15 – 20 % a finales de este siglo, para su parte central y zona costera del norte y sur. Por contra, se calcula

un aumento de la potencia eólica en torno al 10 – 15 %, en las zonas costeras del noreste del archipiélago. Para las islas con una orografía más llana, Lanzarote y Fuerteventura, se espera un aumento general en las zonas norte y sur, y una reducción en la costa noroeste. En ambos estudios, estos datos deben tenerse en cuenta y ayudar a los agentes implicados en la toma de decisiones sobre la implantación de estos parques de generación, de cara a la planificación estratégica de este recurso energético.

Además de seleccionar la ubicación y evaluar de forma precisa el potencial de energía eólica, no hay que olvidar que las islas se enfrentan a otras dificultades adicionales en relación con el suelo disponible para las plantas de energía eólica. La escasez de espacio y las numerosas áreas protegidas, son causas frecuentes de retrasos en estos proyectos ([Kuang et al., 2016](#)).

Por otro lado, respecto a la energía eólica marina, [Schallenberg-Rodríguez y Montesdeoca \(2018\)](#) realizaron un estudio sobre su viabilidad como primer paso en la planificación energética del archipiélago canario. Los resultados de este estudio mostraban que la electricidad producida por los parques eólicos marinos podía superar la demanda anual de electricidad. Además, el coste de la energía eólica marina resultaba más bajo que el coste de la electricidad actual. Sin embargo, del estudio realizado por [Guerrero-Lemus et al. \(2018\)](#) sobre esa misma cuestión, se deduce que el funcionamiento de estas redes se complica notablemente debido a la interconexión insuficiente dentro de la red, a las dificultades en su expansión territorial por razones medioambientales y por los bajos niveles de voltaje en comparación con las redes continentales.

Por último, [Guerrero-Lemus et al. \(2015\)](#) analizaron el sistema eléctrico y la producción de energía en Tenerife haciendo énfasis en las energías fotovoltaica y eólica. En dicho estudio explican las consecuencias del entonces nuevo marco regulatorio ([MINETUR, 2014](#)) en la participación de ambas tecnologías de generación.

2.4.2 Energía hidroeléctrica

En Canarias, el subsistema de El Hierro se ha hecho garante del notable esfuerzo por conseguir una generación 100 % renovable a través de su central hidroeléctrica de Gorona del Viento.

El objetivo de este proyecto hidroeléctrico es que el consumo de electricidad de la isla se base solamente en fuentes de energía renovables. Para ello, se ha instalado un parque eólico junto con una planta hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo. Sin embargo, al tratarse de una isla y siendo una prioridad asegurar la garantía de suministro, esta instalación coexiste con una planta de energía diésel ([Hallam y Contreras, 2015](#)). Por tanto, la filosofía operativa de la isla se basa en satisfacer la demanda de electricidad con fuentes de energía renovables y, al mismo tiempo, garantizar la estabilidad de la red. En principio, la planta de energía diésel debería funcionar sólo en situaciones excepcionales o de emergencia, es decir, cuando no haya fuentes renovables disponibles o cuando no haya suficiente agua para producir la energía que se está demandando.

El estudio de [Latorre et al. \(2019\)](#) evalúa y compara, técnica y económicamente, la central hidroeléctrica de Gorona del Viento durante los años 2016 y 2017. Los autores explican que se trata de un ejemplo donde la incorporación a gran escala de energía renovable en el sistema eléctrico de una isla puede aumentar los costes reales de la generación de energía eléctrica. En concreto, el resultado es que la eficiencia de esta instalación no pasó del 17,7 % en 2016 y del 22,4 % en 2017. En términos de coste energético, no sólo no se reduce la factura eléctrica en este subsistema, sino que se produce un aumento del 254 % en el año 2016 y del 215 % en el año 2017. Por contra, un dato positivo es que, desde la incorporación de la planta hidroeléctrica en el sistema eléctrico de El Hierro, las emisiones de gases de efecto invernadero han disminuido en casi un 45 % en los últimos cinco años (de unas 30.000 toneladas en 2013 a casi 17.000 toneladas estimadas en el año 2017). De la misma forma, el

consumo de combustible ha disminuido en 2017 un 26,6 %, en comparación con 2013.

2.4.3 Energía solar fotovoltaica

En la última década, son muchos los esfuerzos para lograr una mayor integración de las fuentes de energía renovables en las islas a través de grandes inversiones en instalaciones de energía solar. Por ejemplo, en 2010 se instalaron 112 MW de energía solar fotovoltaica en Canarias, principalmente concentrados en granjas fotovoltaicas. En este sentido, de los pocos objetivos que se han cumplido del [PECAN \(2007\)](#), se ha conseguido que el 30 % de la electricidad producida con energías renovables sea solar.

La potencia fotovoltaica total instalada en Canarias a finales del 2017, según los últimos datos oficiales del [GOBCAN \(2018\)](#), fue de casi 183 MWp. Sobre esta cifra, el 99,5 % (unos 182 MWp) corresponde a las instalaciones conectadas a la red (Tenerife y Gran Canaria suman un 63,4 % y 22,2 %, respectivamente), y el 0,5 % restante (859 kWp) está asociado a aquellas que son de carácter aislado.

Asimismo, de forma análoga al caso eólico, [Pérez et al. \(2019\)](#) sugieren tener en cuenta los efectos del cambio climático en la planificación de nuevas plantas fotovoltaicas o en el desarrollo de las actuales. La escasez de terreno para construir infraestructuras energéticas en estas pequeñas islas (según [Bianchi \(2004\)](#) el 41 % de estos territorios ha sido declarado áreas naturales protegidas), y la dificultad para obtener los permisos correspondientes, hacen que las decisiones sobre posibles ubicaciones ideales sean un aspecto clave en la planificación fotovoltaica.

En dicho estudio, [Pérez et al. \(2019\)](#) obtuvieron que para estas islas, de acuerdo con las simulaciones realizadas en el año 2045, se espera un aumento generalizado del potencial fotovoltaico en invierno, como consecuencia de una

reducción en la cobertura de nubes. Sin embargo, para la estación veraniega, las simulaciones futuras indican una disminución del potencial fotovoltaico debido al aumento de la temperatura y, por lo tanto, una reducción en la eficiencia del panel fotovoltaico.

2.4.4 Energía de origen biomasa

La producción eléctrica de origen biomasa en Canarias en 2017 fue de 9.502 MWh. Parece que la tendencia es positiva, pues este dato supone casi un 2 % más que el año anterior. Sin embargo, sigue siendo poca para las posibilidades que hay y las ventajas que ofrece explotar este tipo de energía ([IDAE, 2011a](#)).

La biomasa se considera una forma madura y prometedora de energía renovable. Este recurso ofrece las ventajas de poder gestionarse y la posibilidad de producir combustibles y, además, es flexible para adaptarse a cualquier materia prima disponible localmente (residuos agrícolas y ganaderos, residuos sólidos urbanos, etc.). De hecho, en [Giatrakos et al. \(2009\)](#) se indica que a partir de residuos agrícolas (huesos de olivo o residuos de cítricos, etc.) y material forestal, Creta tiene el potencial de desarrollar hasta un total de 60 MW de plantas de energía de biomasa en toda la isla. Pensando en el archipiélago canario, extrapolar esta realidad es lo primero que se presenta cuando se tienen en cuenta los restos de cultivos que se desechan anualmente: plátanos, tomates y aguacates entre los más comunes.

La energía de origen biomasa moderna, incluido el metano, el etanol combustible o el fuelóleo biológico, se ha utilizado tradicionalmente en las islas. En Creta, el potencial de biomasa es de aproximadamente 360 GWh cada año ([Michalena y Angeon, 2009](#)). En la isla de Reunión, la energía de biomasa es de las mayores fuentes de energía. Además, su potencial de residuos orgánicos para producir electricidad es de 1.281 GWh cada año ([Praene et al., 2012](#)).

Asimismo, es necesario obtener nuevas fuentes de energía a partir de cualquier residuo que no se vaya a aprovechar. Desde esta perspectiva, es clave tener en cuenta que la producción de biodiesel a partir de cultivos vegetales es una alternativa al uso de combustibles fósiles. Sin ir más lejos, [Dorta-Santos et al. \(2014\)](#) estudian las condiciones de la planta *Jatropha Curcas L.* (JCL) para la producción de biodiésel en la isla de Fuerteventura. Y en el año 2016, [Corral et al. \(2016\)](#) completan ese trabajo concluyendo que la producción de cultivos de JCL podría considerarse una alternativa viable para el sector agrícola en Fuerteventura, básicamente por tres motivos: el primero es que se basa en aguas residuales urbanas recicladas; el segundo, que presenta tasas aceptables de crecimiento de cultivos en tierras abandonadas que resultan difíciles de aprovechar para otras especies; y tercero, que existe la posibilidad de utilizar esta producción de cultivos para cubrir algo la utilización de biocombustibles. Es decir, como afirman estos autores, al utilizar el biodiesel producido a partir de la JCL, para el consumo propio de la isla, se contribuye a reducir las importaciones de combustible.

Por último, [Ramos-Suárez et al. \(2019\)](#) realizan un interesante estudio sobre la producción de biogás a partir de estiércol animal producido en granjas de las Islas Canarias. Con los datos que arrojan, puede representar una fuente de energía adicional para producir calor y electricidad. Con una producción total de estiércol de unas casi 500.000 toneladas al año, el potencial de biogás total puede llegar a la cifra de $27,1 \text{ Mm}^3/\text{año}$, con una capacidad de potencia instalada equivalente de 6,8 MWe. En este sentido, el ahorro potencial de emisiones de GEI debido a la producción de biogás a partir de estiércol animal podría alcanzar anualmente algo más de 55.000 toneladas equivalentes de dióxido de carbono.

2.4.5 Energía geotérmica

El potencial geotérmico de Canarias se estudia desde hace más de 40 años. El Instituto Geológico y Minero de España (IGME) ha llevado a cabo diversas exploraciones en las islas de Lanzarote, Gran Canaria, Tenerife y La Palma. Esos estudios ([IGME, 1984](#)) han concluido, por ejemplo, que en Lanzarote existen recursos geotérmicos suficientes para generar unos 450 MW de energía (aproximadamente la energía que consume el subsistema Fuerteventura-Lanzarote). Así mismo, este recurso energético se ha tratado de cuantificar desde organismos oficiales: tanto para el territorio nacional ([IDAE, 2011c](#)), como para el subsistema canario ([Dirección General de Industria y Energía, 2018](#)).

Sin embargo, existen pocas referencias de carácter académico en estos entornos. Quizá se deba a que la exploración geotérmica para producir electricidad es muy costosa y que son pocos los proyectos destinados a la investigación del recurso geotérmico. Una buena idea sería trabajar dentro del marco europeo a través de fondos específicos para realizar los estudios necesarios.

Si se compara el SEI canario con entornos geográficos similares, por ejemplo las Islas Azores, se comprueba que ambos archipiélagos iniciaron prospecciones geotérmicas en los años setenta. La diferencia es que, mientras las Islas Azores han puesto en marcha tres centrales de generación de electricidad por geotermia en las islas San Miguel y Terceira, con un total de casi 30 MW de capacidad; en Canarias no se ha pasado de estudiar su potencial y de realizar alguna exploración con escasas actuaciones asociadas.

Por el momento puede ser interesante informar a la población y conocer las principales dificultades que ésta encuentra sobre la explotación de este recurso. En el trabajo de [Colmenar-Santos et al. \(2018\)](#) se examinan las principales barreras que obstaculizan la introducción de energía geotérmica, entre otras zonas, en las Islas Canarias y su sector agrícola para las tres

formas de explotar el recurso geotérmico: uso térmico o de baja entalpía, uso eléctrico o de alta entalpía y para el mix de energías renovables. Según este estudio, en el caso canario, las principales barreras para la geotermia de baja entalpía son de tipo cultural, social y normativo, mientras que para la geotermia de alta entalpía las barreras están más relacionadas con factores económicos, financieros y medioambientales.

Por último, es obligado hacer una referencia al problema del agua. En estas islas, dadas las bajas precipitaciones, la escasez de este recurso es una realidad. Este fenómeno ha hecho que en los últimos años se hayan construido numerosas plantas de desalinización que operan sobre la base de combustibles fósiles, aumentando aún más la dependencia del petróleo. De acuerdo con esto, [Van Nguyen et al. \(2015\)](#) justifican el uso de energía geotérmica para la desalinización térmica, pero solamente con reservas geotérmicas baratas o para aplicaciones descentralizadas cuyo objetivo consista en suministrar agua a pequeña escala en las regiones costeras. En cualquier caso, remarcan que la sociedad sea capaz y esté dispuesta a pagar por la desalinización.

2.4.6 Energía maremotriz

A pesar de los estudios técnicos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía para evaluar el potencial de energía de las olas ([IDAE, 2011b](#)), son escasos los estudios dedicados a estimar, en términos energéticos, los recursos marinos en el archipiélago canario. En el año 2012, [Hernández-Brito et al. \(2012\)](#) estimaron que los recursos energéticos marinos se encuentran principalmente en la costa norte de estas islas, y que se podía llegar a alcanzar valores de la potencia promedio en torno a los 25 – 30 kW/m. Además, [Iglesias y Carballo \(2010\)](#), [Iglesias y Carballo \(2011\)](#) y [Sierra et al. \(2013\)](#), realizaron estimaciones sobre la energía maremotriz, mostrando distribuciones geográficas de oleaje para obtener energía en las islas de El Hierro, La Palma y Lanzarote, respectivamente.

Otro estudio especifica que en la isla de Gran Canaria se dan buenas condiciones para explotar este recurso renovable ([Gonçalves et al., 2014](#)). Parece que hay que tener en cuenta el potencial de energía de las olas en el área piloto de Gran Canaria. Aunque la potencia promedio es más baja que en los lugares más propicios de la costa atlántica europea, sigue siendo apreciable para su explotación.

De igual modo que en el caso anterior, [Prieto et al. \(2019\)](#) concluyen que para ciertas zonas del norte de la isla de Gran Canaria, la instalación de convertidores de energía procedente de las olas para alimentar las desaladoras existentes sería una posibilidad realista y atractiva.

2.4.7 Integración del recurso renovable en el SEI canario

Como es sabido, las energías renovables tienen algunas características inherentes que hay que considerar cuando se habla de planificación energética; más si cabe en el caso canario, pues se trata de subsistemas desconectados de la red continental. Por ejemplo, la intermitencia de las energías eólica y solar o la estacionalidad de la energía hidroeléctrica, pueden llevar al desequilibrio entre la oferta y la demanda energética. Conviene, por tanto, realizar una mención sobre el desarrollo actual de algunas tecnologías para integrarlas en la red y no provocar perjuicios.

2.4.7.1 Generación distribuida

Frente al esquema de generación centralizada tradicional, la generación distribuida no es más que la generación de energía eléctrica mediante muchas pequeñas unidades de generación. Se instalan cerca del consumidor y se conectan a la red de distribución. Este sistema ayuda a reducir las pérdidas y descarga la red de transporte. Además, la generación distribuida se adapta muy bien a los pequeños entornos aislados, pues se configura desde unos

pocos kilovatios (micro-generación), hasta cientos de megavatios. Asimismo, las pequeñas unidades de generación repartidas por el territorio hacen que la seguridad del sistema eléctrico sea mayor, pues un fallo de alguna de estas unidades, no supondría un grave problema al global de la red.

Este enfoque es particularmente atractivo desde el punto de vista económico en territorios como Canarias, ya que el coste de generación es varias veces mayor que en el territorio peninsular. La implementación de estas instalaciones probablemente reduciría el coste de generación en estos sistemas y permitiría una mayor penetración de las energías renovables.

2.4.7.2 Redes inteligentes o smart grids

Las *smart grids* son aquellas redes que integran de manera inteligente las acciones de los usuarios (generadores y consumidores) que se encuentran conectados a ella con el objetivo de conseguir un suministro eléctrico seguro y sostenible. En el SEI canario su implantación puede ser prometedora, pero algunas de las barreras a las que hay que enfrentarse en la actualidad son las siguientes: (i) elevado riesgo de inversión; (ii) inexistencia de economías de escala y, por tanto, complejidad para establecer un modelo de negocio en las islas; (iii) la normativa existente presenta dificultades en estos territorios debido a las limitaciones y pocos incentivos de cara a la inversión; y (iv) no hay una garantía suficiente en el tratamiento masivo de la información de los datos que maneja esta tecnología.

Canarias, que está a la cola del territorio nacional en lo que al desarrollo de redes inteligentes se refiere, tiene como primer paso continuar con la sustitución de los contadores domésticos ($\leq 15\text{kW}$) como base de una futura implantación de un sistema eficiente de redes inteligentes.

2.4.7.3 Almacenamiento

Está claro que el sector eléctrico evoluciona hacia un modelo energético caracterizado por una mayor presencia de energías renovables. Sin embargo, aunque estas fuentes de energía son más limpias que las convencionales, son mucho más difíciles de gestionar. Además, si se tiene en cuenta que la demanda eléctrica no suele coincidir con los ciclos de producción de la energía, quizá es fácil encontrar la explicación de porqué suele ser complicado que las energías renovables tengan más presencia en el mix energético, a pesar de que existan recursos naturales que lo posibiliten.

Conceptualmente, se puede afirmar que el almacenamiento energético contribuye al aplanamiento de la curva de la demanda. Dicho de otra manera, al aumentar la capacidad de almacenamiento se logra una mayor integración de renovables y se evitan vertidos indeseados de energía limpia en periodos valle. Con esto se aporta algo más de fiabilidad a la actividad de generación eléctrica. En el SEI canario, existen diversos proyectos relacionados con los métodos de almacenamiento de energía a lo largo de la cadena de suministro, como por ejemplo: (i) instalaciones hidroeléctricas reversibles de bombeo o almacenamientos térmicos (a gran escala, GW/MW); (ii) volantes de inercia (a través de redes, MW); y (iii) baterías y superconductores (a nivel usuario, kW).

Por un lado, se tiene la instalación de un volante de inercia en la isla de Fuerteventura. Según REE, el sistema instalado en la subestación de “Mácher” (Lanzarote), podría absorber energía eléctrica de la red con una potencia máxima de 1,65 MW durante aproximadamente 12 segundos, aportando un total de unos 18 MWseg de energía. Y, de otro, la construcción de una central hidroeléctrica reversible en la isla de Gran Canaria. Parece que esta central contará con una potencia de turbinación de unos 200 MW (en torno al 36 % de la punta máxima de demanda actual de la isla), por lo que permitirá mejorar la garantía del suministro eléctrico de la isla.

2.4.7.4 Relación con el autoconsumo

Dentro de la generación distribuida existe un segmento orientado al autoconsumo que está sustentado en tecnologías renovables y permitiría ser una alternativa a la generación convencional. Aunque a veces se hable indistintamente de ambos conceptos, no se trata de lo mismo. La generación distribuida se caracteriza por estar sujeta al control de un operador, mientras que en el autoconsumo el control viene por parte del usuario.

En este sentido, otros dos conceptos que son necesarios aclarar son el de la paridad de red (*grid parity*) y el balance neto. Una tecnología ha alcanzado la paridad de red cuando el coste de su producción eléctrica para el consumidor final es igual o inferior al coste de la energía obtenida del sistema eléctrico. En este caso, es mejor autoconsumir que comprar la energía a los comercializadores del sistema. Por contra, mediante el autoconsumo con balance neto, un autoconsumidor puede cubrir parte de su consumo con su autoproducción y diferir temporalmente su exceso de producción para cubrir con éste sus necesidades de consumo en otro momento.

Aunque [Aragonés et al. \(2016\)](#) analizaron el marco normativo del autoconsumo en España, este reglamento ha sufrido cambios desde la aprobación del Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre ([MITECO, 2018](#)). Destacan la eliminación del impuesto al sol, la simplificación de los procedimientos administrativos, y la apertura hacia el autoconsumo compartido. Sin lugar a dudas, estas medidas deberían favorecer la penetración efectiva del recurso renovable en el archipiélago canario, así como en el resto del territorio nacional. De hecho, las aplicaciones del autoconsumo en el campo de las energías renovables son numerosas. Por ejemplo, [Calpa et al. \(2016\)](#), [Lang et al. \(2016\)](#) y [Martín-Chivelet y Montero-Gómez \(2017\)](#) estudiaron la optimización de la gestión energética mediante el régimen de autoconsumo, aplicado a instalaciones fotovoltaicas instaladas en edificios de oficinas como medida para mejorar la eficiencia energética.

2.5 Análisis estratégico del SEI canario

2.5.1 Metodología

Hasta ahora se ha estudiado la evolución de la planificación energética del SEI canario (cfr. Sección 2.2) y el estado actual del parque de generación eléctrico (cfr. Sección 2.3). Así mismo, se ha realizado una revisión de la literatura para ahondar en las investigaciones en curso en cuanto al desarrollo y potencial de las energías renovables (cfr. Sección 2.4).

Llegados a este punto, resulta adecuado identificar los factores que inciden en la estrategia energética de estas islas. En este caso se adapta y se aplica una metodología parecida a la que se sugiere en [Amores \(2018\)](#). En primer lugar se identifican las tendencias clave en lo que se refiere a la planificación energética del archipiélago canario. En segundo lugar, se priorizan las tendencias con mayor relevancia para el futuro del SEI canario (incertidumbres críticas). En tercer lugar, con los datos anteriores se realiza un análisis basado en las debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades (DAFO) del sistema energético canario. Este análisis permitirá construir y analizar los escenarios para formular propuestas energéticas sostenibles en las Islas Canarias. En cuarto lugar, se construyen los escenarios que permitirán, por último, analizar y discutir las implicaciones que conlleva cada uno de los escenarios, las oportunidades y los retos futuros de estas islas en el sector energético.

2.5.2 Identificación de las tendencias

El vector energético en las Islas Canarias está sujeto al desarrollo de una serie de tendencias que dependen de aspectos sociopolíticos, tecnológicos, económicos y medioambientales. En la Figura 2.5 se recogen estas cuestiones aplicadas al caso concreto del archipiélago canario. Desde el punto de vis-

2.5 Análisis estratégico del SEI canario

SOCIOPOLÍTICAS	ECONÓMICAS
- Hábitos sostenibles: movilidad compartida y uso sostenible del medio ambiente.	- Revisión de las políticas fiscales en materia medioambiental.
- Concienciación en la conservación del medio ambiente a través de campañas de información.	- Electrificación de la economía.
- Desarrollo de retos para la descarbonización e incentivos asociados.	- Revisión de los precios de las emisiones de GEI.
- Implementación de nuevos marcos normativos que permitan adoptar medidas eficaces.	- Impacto del precio de las materias primas energéticas.
TECNOLÓGICAS	MEDIOAMBIENTALES
- Implantación del vehículo eléctrico.	- Incremento de las emisiones GEI.
- Mejora de las infraestructuras que permitan la transición energética.	- Contaminación en las ciudades capitalinas: Las Palmas y Santa Cruz de Tenerife.
- Tecnologías de escala.	- Impacto debido al cambio climático.
- Mejora de las tecnologías en uso como vehículos convencionales o plantas de generación en funcionamiento.	- Gestión de los residuos y economía circular.

Figura 2.5: Tendencias energéticas para el caso del archipiélago canario. Fuente: elaboración propia a partir de Amores (2018)

ta sociopolítico, no se puede negar que se ha producido un aumento en el interés de la población en relación al medio ambiente. Por ejemplo, en las Islas Canarias, organizaciones como *Greenpeace* publican numerosos informes y propuestas sobre modelos energéticos basados en las energías renovables (De Otto y Bevacqua, 2015). A esto se le añade que es importante tener en cuenta el marco normativo de estos entornos aislados y el grado de conocimiento y concienciación de la población sobre el impacto medioambiental de las energías convencionales y sobre las medidas de eficiencia energética que están disponibles o que están en camino de implementarse.

Con respecto a los factores tecnológicos, especial énfasis merecen las nuevas tecnologías y esquemas que permiten la penetración de las energías renovables: sistemas de almacenamiento de energía, redes inteligentes, generación distribuida, régimen de autoconsumo o vehículo eléctrico.

Desde una visión más económica, hay un antes y un después de la acusada crisis económica que vivió el país y que afectó, de manera especial al archipiélago canario. Además, la elevada proporción de habitantes que viven de la economía sumergida en esta región es un dato a tener en cuenta.

Por último, los efectos medioambientales negativos, debido al abuso de las fuentes de energía basadas en los productos petrolíferos, están ocasionando trastornos medioambientales significativos en las islas. En concreto, las emisiones de los gases de efecto invernadero aumentan cada año en el archipiélago canario. En 2018, el aumento se cifró en casi un 3,5 % respecto a 2017.

2.5.3 Incertidumbres críticas

Las tendencias que se acaban de comentar están interrelacionadas entre sí, y por tanto, su evolución es conjunta. En algunos de esos casos, su desarrollo se considera incierto. Es decir, se consideran tendencias críticas o inciertas para el SEI canario aquellas sobre las que se tiene un grado elevado de duda con respecto a su evolución y que, además, pueden tener un impacto significativo en el mix energético del archipiélago.

Por tanto, para el caso de estos sistemas aislados, se considera que para dar el paso hacia esa transición energética es necesario estudiar de forma específica los siguientes aspectos clave: la electrificación de la economía, la eficiencia energética, la interconexión por cable submarino entre islas y la penetración de las renovables.

2.5.4 Análisis DAFO

En la Figura 2.6 se muestra el análisis DAFO del sistema energético del SEI canario. Si se analiza con detenimiento, se pueden extraer algunas notas interesantes para la planificación energética en el archipiélago.

Por un lado, del análisis de las fortalezas se destaca que merece la pena explotar la posición estratégica en cuanto a la proximidad del continente africano. Por otro lado, como muestra de los parques tecnológicos singulares, destaca la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN), de carácter público, que fue creada en 2007 con el objetivo de construir, equipar y operar un conjunto de infraestructuras marinas para la investigación en el campo de las ciencias y tecnologías marinas.

En cuanto a las debilidades del sistema eléctrico canario, es cierto que la naturaleza de estas islas provoca que sean sistemas insulares pequeños y débiles, más sensibles a los desequilibrios y, por tanto, más limitados para el aprovechamiento energético a gran escala. Su elevado coste de generación está asociado, fundamentalmente, a la necesidad de garantizar el suministro y tener que importar la mayor parte de las materias primas para producir energía. Por eso, en ese contexto, no es menos importante la formación en hábitos de cultura energética sostenible como primera medida para reducir estos inconvenientes. Simultáneamente, otra acción necesaria es reducir la oposición de administraciones locales y de parte de la ciudadanía a nuevas infraestructuras (por ejemplo, al sistema gasista o a nuevos tendidos eléctricos).

Por otro lado, el análisis de las oportunidades y amenazas muestra numerosas oportunidades para corregir el rumbo en la planificación energética del SEI canario. La introducción del gas natural y la apuesta por otras fuentes renovables (geotérmica, biomasa de residuos, mareomotriz o eólica *off-shore*), abre la posibilidad de diversificar el mix energético convencional y renovable. También es importante incidir en el ahorro energético en cuestiones relacio-

nadas con el uso del agua, del alumbrado y del diseño eficiente de edificios para todos los sectores: residencial, público y empresarial.

FORTALEZAS	DEBILIDADES
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Posición geográfica estratégica como nexo entre África, Europa y América. ▪ Condiciones singulares reconocidas por la Unión Europea. ▪ Existencia de parques tecnológicos singulares (PLOCAN) y experiencias piloto con recursos renovables alternativos. ▪ Disponibilidad de recursos naturales para el desarrollo de energías renovables. ▪ Territorios que pueden servir de laboratorios naturales para nuevas tecnologías renovables. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Escasez de materias primas: petróleo o gas natural, entre otros. ▪ Elevada dependencia del petróleo. ▪ Mayores costes de generación eléctrica. ▪ Naturaleza del archipiélago: fragmentación del territorio, lejanía continental y mayor desequilibrio. ▪ Falta de formación y de cultura energética sostenible. ▪ Escasez de agua y suelo. Limitación del territorio y alto grado de protección ambiental. ▪ Marco regulatorio inestable.
AMENAZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vulnerabilidad a los efectos del cambio climático que producen inestabilidad en las fuentes de energías renovables (no gestionables). ▪ Precio final de la energía sometido a fluctuaciones y encarecimientos por la obtención de las materias primas. ▪ Falta de seguimiento en la planificación de infraestructuras en materia energética. ▪ Peligro ante la interrupción del suministro energético del exterior. ▪ Inseguridad jurídica en el régimen retributivo para el desarrollo de instalaciones renovables. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Beneficio del carácter geoestratégico del SEI canario. ▪ Revisión del Régimen Económico y Fiscal de Canarias para un modelo energético más sostenible. ▪ Diversificación energética: de origen convencional y renovable. ▪ Valorización energética de los residuos. ▪ Inversión en la tecnología para hacer posible la penetración de las energías renovables. ▪ Aprovechamiento de la fragilidad de las redes isleñas para promover la generación distribuida. ▪ Inversión en medidas de eficiencia energética para aumentar el ahorro energético en el SEI canario. ▪ Formación en la cultura de hábitos de vida sostenible y buenas prácticas en materia energética.

Figura 2.6: Análisis DAFO del sistema energético de Canarias. Fuente: elaboración propia a partir de GOBCAN (2017a) y de la revisión de la Sección 2.4

2.6 Escenarios energéticos para 2030

2.6.1 Los datos y el modelo

La herramienta que se utiliza para representar los escenarios de estudio es el programa denominado MASTER SO, estudiado y desarrollado por [López Peña \(2014\)](#) y utilizado por diversos organismos y comisiones (por ejemplo, la [Comisión de expertos sobre la transición energética \(2018\)](#)). Se trata de un modelo estático que, a partir de unos datos de entrada, describe el sector energético mediante las componentes del sistema: desde las fuentes primarias hasta los usos finales de energía. A la hora de analizar los resultados, es necesario tener claras algunas cuestiones sobre las premisas de cálculo del modelo:

- Se deben introducir la potencia eléctrica instalada para la fecha deseada (en este caso 2030), los costes y parámetros técnicos de las tecnologías, los precios asociados a los combustibles y los datos de las tecnologías de usos finales.
- El modelo optimiza de la manera más eficiente la demanda energética final y considera un único horizonte de planificación en el largo plazo.
- El modelo no tiene en cuenta las posibles restricciones de la red eléctrica o de gas que podrían limitar la utilización de las distintas tecnologías (nudo único).
- Los costes de la infraestructura de transporte y distribución se infieren a partir de la cantidad de energía total que se transporta. Además, dada la complejidad del problema de redes, los costes asociados a estas infraestructuras son promedios.
- El modelo incluye el potencial de los diferentes tipos de tecnologías. Además, también se contemplan las políticas de reducción de emisiones.

Por otra parte, los datos que se han tenido en cuenta para la construcción de los escenarios, son los siguientes:

Precio de los combustibles y del CO₂. Para los escenarios representados en este trabajo, tanto los precios del CO₂ (50€/tCO₂) como los precios de los combustibles (9,7€/MWh, para el carbón; 31,68€/MWh, para el gas; 71,46€/MWh, para el petróleo), se han tomado del informe de [ENTSO-E \(2018\)](#) sobre el plan de desarrollo de la red para el año 2030, del escenario de energía distribuida (Escenario DG).

Vehículo eléctrico. Se ha limitado el desarrollo del vehículo eléctrico a un 10 % del parque total de vehículos ligeros convencionales y se ha tenido en cuenta las emisiones previstas en las propuestas del Paquete de Movilidad Limpia de la Comisión Europea ([Comisión Europea, 2017](#)).

Biomasa. Se asume que la biomasa no aumenta respecto a la situación actual debido a sus problemas, especialmente en Canarias.

Previsión de la demanda. El incremento medio anual acumulativo de la demanda es del 2,3 %.

Otros parámetros. Del informe citado, se obtienen las horas de funcionamiento y producción de las energías renovables (cfr. Tabla 2.3), las potencias eléctricas y la cuota de penetración de las distintas tecnologías ([ENTSO-E, 2018](#)).

Tabla 2.3: Horas de funcionamiento del recurso renovable para el horizonte 2030

Horas de funcionamiento energías renovables	
Funcionamiento recurso eólico (h)	2241
Funcionamiento recurso fotovoltaico (h)	1875
Producción hidráulica anual (GWh)	32

2.6.2 Construcción de los escenarios de estudio hasta 2030

2.6.2.1 Escenario actual 2017

Las características del escenario actual, referenciado al año 2017,⁴ se resumen en la Figura 2.7. En este caso, el vector energético se caracteriza por el peso de los productos petrolíferos y por la escasa contribución de las energías renovables: un 8 % a la generación final. Además, los niveles de electrificación de la demanda (asociados al vehículo eléctrico y a la climatización) y de la eficiencia energética, son relativamente bajos.

ESCENARIO REF2017					
Capacidad intercambio Interconexiones: FTLZ (90MW)					
Demanda energética (GWh): 8958			Electrificación demanda: BAJA		
Demanda punta (MW): 1408			Eficiencia energética: BAJA		

Capacidad instalada	MW	%	Mix de generación	GWh	%
Ciclo combinado	864	30,5	Ciclo combinado	3016	33,7
Diésel	487	17,2	Diésel	2469	27,6
Turbina de vapor	483	17,1	Turbina de vapor	2524	28,2
Turbina de gas	557	19,7	Turbina de gas	247	2,8
Hidráulica / Hidroeólica	13	0,5	Hidráulica / Hidroeólica	23	0,3
E. Eólica	224	7,9	E. Eólica	396	4,4
E. Solar	167	5,9	E. Solar	273	3,0
Biomasa	3	0,1	Biomasa	10	0,1
Otros	33	1,2	Otros	0	0,0
Total capacidad SEI canario	2831	100,0	Total generación neta	8958	100,0

Observaciones sobre el mix de generación			
Contribución renovable (GWh):	679	8%	
Contribución gas natural (GWh):	0	0%	
Contribución productos petrolíferos (GWh):	8256	92%	
Vertido no gestionable a red (GWh):	12	0%	
Coste variable de generación (€/MWh):	106,41		

Figura 2.7: Escenario correspondiente a la situación actual del SEI canario (2017)

⁴Se considera este año por ser el último año que cuenta con los datos oficiales confirmados por el Gobierno de Canarias, a fecha 1 de enero de 2019.

2.6.2.2 Escenario de referencia 2030

El primer escenario de estudio se basa en un modelo continuista según las directrices de la planificación energética actual (GOBCAN, 2017a). Este escenario (cfr. Tabla 2.4) describe la situación que podría esperarse si los patrones actuales no cambian demasiado: se aplican las políticas energéticas y medioambientales actuales y se mantiene el petróleo y sus derivados como vector energético predominante.

Respecto a las infraestructuras, se implementan aquellas ya planificadas, autorizadas y en ejecución: interconexiones submarinas entre las islas de Lanzarote–Fuerteventura (existente) y Tenerife–La Gomera (planificada). Asimismo, se consideran la central hidroeléctrica de Gorona del Viento (El Hierro) y la central eléctrica de Chira Soria (Gran Canaria). No se contempla la opción de invertir en infraestructuras gasistas. La potencia renovable de carácter eólico aumenta cerca de un 33 % su capacidad instalada.

Tabla 2.4: Características para el escenario de referencia 2030

Demanda energética (GWh):	12054	
Capacidad instalada	MW	%
Ciclo combinado	865	22,9
Diésel	981	26,0
Turbina de vapor	297	7,9
Turbina de gas	187	4,9
Hidráulica / Hidroeléctrica	211	5,6
E. Eólica	1000	26,5
E. Solar	235	6,2
Biomasa	0	0,0
Otros	4	0,1
Total capacidad SEI canario	3780	100,0

2.6.2.3 Escenario renovable 2030

El escenario renovable 2030 está basado en la aplicación de políticas activas para fomentar el ahorro y la eficiencia energética, de tal forma que tanto la electrificación del transporte como de la climatización, se consideran altas. Con respecto al caso del escenario de referencia 2017, la instalación de potencia renovable se incrementa un 76 %. Además, se incorpora la interconexión eléctrica entre Gran Canaria y Fuerteventura. Las características principales de este escenario se pueden observar en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5: Características para el escenario renovable 2030

Demanda energética (GWh):	11590	
Capacidad instalada	MW	%
Ciclo combinado	865	18,4
Diésel	801	17,1
Turbina de vapor	297	6,3
Turbina de gas	187	4,0
Hidráulica / Hidroeólica	330	7,0
E. Eólica	1677	35,7
E. Solar	530	11,3
Biomasa	0	0,0
Otros	4	0,1
Total capacidad SEI canario	4691	100,0

2.6.2.4 Escenario renovable+ 2030

Para último, para comparar los dos escenarios anteriores, se propone el escenario renovable+ 2030, propuesto por la Comisión de Expertos sobre la Transición Energética, cuyas características se resumen en la Tabla 2.6. En este caso se apuesta de forma más decidida por la descarbonización del archipiélago canario.

Se construye sobre la base de una penetración mayor de las energías renovables y se duplica la potencia instalada de energía renovable respecto al escenario de referencia 2030. Además, se incorpora una hipotética interconexión entre las islas de Gran Canaria y Fuerteventura. No se quiere añadir más refuerzos de interconexiones entre islas porque no parecen factibles de acuerdo con el horizonte temporal y condiciones técnicas de ejecución.

Se consideran las infraestructuras de regasificación programadas y las unidades de bombeo de Tenerife y Gran Canaria. Así mismo, en este escenario se potencia la diversificación de la generación renovable más allá de la eólica y solar.

Tabla 2.6: Características para el escenario renovable+ 2030

Demanda energética (GWh):	11590	
Capacidad instalada	MW	%
Ciclo combinado	865	17,7
Diésel	388	8,0
Turbina de vapor	297	6,1
Turbina de gas	187	3,8
Hidráulica / Hidroeólica	426	8,7
E. Eólica	1852	38,0
E. Solar	530	10,9
Biomasa	140	2,9
Otros	195	4,0
Total capacidad SEI canario	4880	100,0

2.7 Resultados

Los resultados del escenario de referencia 2030 están marcados por un carácter meramente tendencial (cfr. Figura 2.8). Esto es, se mantienen ratios parecidos a los registrados en el año 2017. El vector energético que predomina es el de los productos petrolíferos, tanto en la demanda final como en el mix de energía primaria.

Al mismo tiempo, aumenta la contribución renovable para la generación eléctrica de un 8 % a un 23 %, y se logra reducir la intensidad energética final en un 19,77 % como consecuencia de ese aumento de instalaciones renovables más eficientes, lo que hace que se disminuya el mix energético convencional⁵.

ESCENARIO REF2030				
Capacidad intercambio Interconexiones: FTLZ (90MW) - TFLG (30MW)				
Demanda energética (GWh):	12054	Electrificación demanda:	BAJA	
Demanda punta (MW):	1978	Eficiencia energética:	MEDIA	

Capacidad instalada	MW	%	Mix de generación	GWh	%
Ciclo combinado	865	22,9	Ciclo combinado	3450	28,6
Diésel	981	26,0	Diésel	4618	38,3
Turbina de vapor	297	7,9	Turbina de vapor	1203	10,0
Turbina de gas	187	4,9	Turbina de gas	1	0,0
Hidráulica / Hidroeólica	211	5,6	Hidráulica / Hidroeólica	-53	-0,4
E. Eólica	1000	26,5	E. Eólica	2422	20,1
E. Solar	235	6,2	E. Solar	402	3,3
Biomasa	0	0,0	Biomasa	0	0,0
Otros	4	0,1	Otros	12	0,1
Total capacidad SEI canario	3780	100,0	Total generación neta	12055	100,0

Observaciones sobre el mix de generación		
Contribución renovable (GWh):	2824	23%
Contribución gas natural (GWh):	0	0%
Contribución productos petrolíferos (GWh):	9272	77%
Vertido no gestionable a red (GWh):	12	0%
Coste variable de generación (€/MWh):	169	

Figura 2.8: Resultados del escenario referencia 2030

⁵Los valores negativos de la contribución hidráulica se debe a que el programa tiene en cuenta las pérdidas por bombeo. Por tanto, este valor negativo significa que el consumo de bombeo es mayor que la producción con bombeo.

El escenario renovable 2030 presenta un cambio tendencial en el mix de generación eléctrica. En la Figura 2.9 se puede observar como la proporción de productos petrolíferos decrece en favor de la penetración de las energías renovables (37 %). Así mismo, la intensidad energética final disminuye cerca del 24,63 % respecto a la situación del escenario actual 2017.

ESCENARIO RENOVABLE 2030					
Capacidad intercambio Interconexiones: FTLZ (90MW) - TFLG (30MW)					
Demanda energética (GWh):	11590	Electrificación demanda:		ALTA	
Demanda punta (MW):	1900	Eficiencia energética:		ALTA	
Capacidad instalada	MW	%	Mix de generación	GWh	%
Ciclo combinado	865	18,4	Ciclo combinado	2897	25,0
Diésel	801	17,1	Diésel	3080	26,6
Turbina de vapor	297	6,3	Turbina de vapor	1224	10,6
Turbina de gas	187	4,0	Turbina de gas	166	1,4
Hidráulica / Hidroeólica	330	7,0	Hidráulica / Hidroeólica	-72	-0,6
E. Eólica	1677	35,7	E. Eólica	3401	29,3
E. Solar	530	11,3	E. Solar	882	7,6
Biomasa	0	0,0	Biomasa	0	0,0
Otros	4	0,1	Otros	12	0,1
Total capacidad SEI canario	4691	100,0	Total generación neta	11590	100,0
Observaciones sobre el mix de generación					
Contribución renovable (GWh):	4283	37%			
Contribución gas natural (GWh):	0	0%			
Contribución productos petrolíferos (GWh):	7367	64%			
Vertido no gestionable a red (GWh):	914	8%			
Coste variable de generación (€/MWh):	148				

Figura 2.9: Resultados del escenario renovable 2030

Como se observa en la Figura 2.10, el escenario renovable+ 2030 eleva la participación de la generación renovable en el mix de generación eléctrica a un 49 %. En este caso, la electrificación de la demanda final a través del vehículo eléctrico y la climatización, alcanza el 40 % frente a los productos petrolíferos (52 %). También la energía renovable aumenta un 7 % respecto al escenario anterior. Por último, se destaca la generación con fuelóleo o gasóleo de solo el 19 % frente al 92 % del escenario actual 2017. Para este escenario se obtiene una reducción de la intensidad energética final de un 37,40 %.

2.7 Resultados

ESCENARIO RENOVABLE+2030					
Capacidad intercambio Interconexiones: FTLZ (90MW) - TFLG (30MW) - GC-FTLZ (100MW)					
Demanda energética (GWh): 11590			Electrificación demanda: ALTA		
Demanda punta (MW): 1900			Eficiencia energética: ALTA		
Capacidad instalada	MW	%	Mix de generación	GWh	%
Ciclo combinado	865	17,7	Ciclo combinado	2737	23,6
Diésel	388	8,0	Diésel	1671	14,4
Turbina de vapor	297	6,1	Turbina de vapor	721	6,2
Turbina de gas	187	3,8	Turbina de gas	8	0,1
Hidráulica / Hidroeólica	426	8,7	Hidráulica / Hidroeólica	-141	-1,2
E. Eólica	1852	38,0	E. Eólica	4189	36,1
E. Solar	530	10,9	E. Solar	880	7,6
Biomasa	140	2,9	Biomasa	661	5,7
Otros	195	4,0	Otros	864	7,5
Total capacidad SEI canario	4880	100,0	Total generación neta	11590	100,0
Observaciones sobre el mix de generación					
Contribución renovable (GWh):	5730	49%			
Contribución gas natural (GWh):	3765	32%			
Contribución productos petrolíferos (GWh):	2235	19%			
Vertido no gestionable a red (GWh):	417	4%			
Coste variable de generación (€/MWh):	92				

Figura 2.10: Resultados del escenario renovable+ 2030

El vector de generación energética de los cuatro escenarios se muestra en la Figura 2.11.

Figura 2.11: Composición de vector energético para los escenarios analizados

Con respecto a esta figura, el último escenario muestra que sólo a través de la aplicación de medidas conjuntas que implican, no sólo aumentar la contribución renovable, sino además incidir en su óptima penetración (a través del estudio de interconexiones, de la generación distribuida o del autoconsumo) y en medidas que vayan en pro de diversificar el mix energético convencional.

Por último, es interesante comparar la evolución de las emisiones de CO₂ en tres escenarios posibles, ya que su reducción juega un papel importante en la lucha hacia la transición energética. En la Figura 2.12 se observa como el escenario renovable+ 2030 es el que experimenta la mayor reducción de emisiones, con una cifra aproximada de 2 Mt de CO₂.

Figura 2.12: Evolución de las emisiones de GEI en 2030

Emisiones GEI

	Actual 2017	Referencia 2030	Renovable 2030
Prod. Petrolíferos	92%	77%	64%
Gas Natural	0%	0%	0%
E. Renovables	8%	23%	37%

2.8 Discusión

Llegados a este punto, y sobre la base de lo expuesto en este capítulo, parece razonable establecer algunos principios básicos para que el SEI canario avance hacia un modelo energético sostenible. En primer lugar, es necesario pensar en la diversificación de las fuentes de energía para hacer frente a la garantía de suministro. En este sentido, existen estudios técnicos que han demostrado que es posible lograr una mayor penetración de las energías renovables en entornos como las Islas Canarias, especialmente de aquellos recursos que están algo olvidados y son de naturaleza gestionable, como la biomasa y la geotermia a baja entalpía. De hecho, un estudio reciente realizado por el Instituto Geológico Minero de España y el Gobierno de las Islas Canarias ([Dirección General de Industria y Energía, 2018](#)) explica que el potencial geotérmico en las Islas Canarias es alto y, por lo tanto, es necesario incentivar la búsqueda de inversiones para que pueda llevarse a cabo.

En segundo lugar, no hay duda de que el refuerzo de las interconexiones eléctricas entre islas es uno de los puntos clave cuando nos referimos a cualquier archipiélago. Existen estudios que demuestran la viabilidad de la interconexión de entornos aislados con el continente. Por ejemplo, para el caso griego, [Georgiou et al. \(2011\)](#) describen los beneficios económicos y ambientales para todo el sector energético de ese país, teniendo en cuenta el gran número de islas, la geomorfología del país y la distancia desde el continente. Por contra, en el caso de las Islas Canarias, la interconexión con el territorio peninsular no está contemplada debido a la gran distancia que los separa (alrededor de 1200 km), y a las profundidades máximas existentes que rondan los 4000 m.

Con respecto a la interconexión entre las Islas Canarias, [Ramos-Real et al. \(2018\)](#) afirman que la interconexión eléctrica entre Tenerife y La Gomera es una opción atractiva a largo plazo si se introdujera el gas natural como combustible fósil alternativo. De hecho, sugieren que si el gas natural no se in-

trodujera en Tenerife, la mejor solución sería mantener a La Gomera aislada. Más optimistas son [Gils y Simon \(2017\)](#) que construyen un escenario energético para 2050 basado en completar las interconexiones de todas las islas. En los tres escenarios mostrados en este capítulo, solo se ha tenido en cuenta las interconexiones cuyas profundidades no superan los 2000 m (Lanzarote-Fuerteventura, La Gomera-Tenerife y Gran Canaria-Fuerteventura). El resto, al menos por el momento, parecen impracticable de realizar. Además de que las infraestructuras requeridas son, técnica y económicamente, muy costosas, la inercia de los cables submarinos es tan alta que el tiempo de reacción a los picos eléctricos sería insuficiente en caso de problemas en la red de transporte.

No obstante, las interconexiones planteadas en este capítulo tienen efectos positivos para las Islas Canarias: (i) ayudan a reducir las emisiones de GEI; (ii) aumentan la integración de las energías renovables, ya que evitan los vertidos de energías renovables a la red; (iii) aumentan el rendimiento de los grupos marginales de generación convencional, permitiendo maximizar el uso de las plantas de generación; (iv) brindan mayor seguridad de suministro; y (v) reducen la reserva rodante (capacidad de energía adicional, proporcionada por generadores conectados a la red y cuya carga es inferior a la nominal, disponible inmediatamente antes de una caída en la frecuencia del sistema).

En tercer lugar, el escenario renovable+ 2030 contempla la introducción del gas natural. Se trata de la solución que más reduce la participación de los productos petrolíferos para diversificar el mix energético actual. En este sentido, [Marrero y Ramos-Real \(2010\)](#) avisan de la ineficiencia de la combinación actual de generación eléctrica en términos de coste, riesgo y falta de diversificación. En dicho estudio recomiendan cambiar a un sistema más eficiente y apoyar la introducción de gas natural para generar electricidad. Para ello, es imprescindible volver a los proyectos previstos en el archipiélago canario. Por ejemplo, las plantas de regasificación planificadas en la isla de Tenerife, que han estado paralizadas por razones políticas durante muchos años, tendrían que ser reconsideradas.

En cuarto lugar, y sobre la base de estudios como el realizado por [Díaz et al. \(2015\)](#) para la isla de Tenerife, es necesario promover la movilidad sostenible a través del vehículo eléctrico y aquellos que usan combustibles alternativos (biocombustibles, gas propano, gas natural comprimido). Actualmente, los Cabildos de las dos islas capitalinas, Gran Canaria y Tenerife, están promoviendo inversiones para renovar las flotas de transporte público.

En quinto lugar, la red eléctrica es un sistema complejo que está en continuo funcionamiento. Por lo tanto, la toma de decisiones desde el punto de vista estratégico no es simple para la transición de una red con las características de las Islas Canarias. Es necesario dar un paso hacia la electrificación de la demanda, de acuerdo con los objetivos aprobados por la Unión Europea para la descarbonización. Antes de esto, sin embargo, primero es necesario acometer algunos desafíos que presenta el archipiélago canario, como por ejemplo el envejecimiento y obsolescencia tecnológica de los equipos, o bien, la digitalización, la planificación y la mejora de los protocolos de comunicación para implementar los sistemas de redes inteligentes.

En sexto lugar, deben considerarse los sistemas de generación distribuida, los sistemas de almacenamiento de energía y apostar decididamente por el régimen de autoconsumo. Con respecto al almacenamiento, existen varios proyectos, ya citados en la sección 2.4.7.3, que sin duda facilitarán una mayor penetración de las energías renovables en el mix energético. Un estudio realizado por el Instituto de Tecnología de Massachusetts ([MIT, 2016](#)), refleja la necesidad de comprender cómo la mayor penetración del autoconsumo incidiría positivamente en la regulación y los modelos de negocios actuales del sector eléctrico a escala global. En este sentido, [Kästel y Gilroy-Scott \(2015\)](#) afirman que cuando se alcanza la paridad de la red, los altos niveles de autoconsumo no sólo podrían ser una fuente de electricidad más barata, sino que también podrían proteger al consumidor contra las tendencias crecientes en el precio de la energía. Este es un factor a tener en cuenta en los subsistemas canarios. A este respecto, es necesario examinar el caso de las Islas Canarias

y el plan de autoconsumo para los próximos años. Solamente teniendo en cuenta los bajos porcentajes de energía biomasa, y que de los recursos solar y eólico, un porcentaje mínimo funciona de manera aislada, es posible tener una idea de la urgente necesidad de promover este esquema como un medio para facilitar una transición energética sostenible en el archipiélago.

En séptimo lugar, como consecuencia de lo anterior, sería necesario evaluar la relación coste–beneficio de las nuevas infraestructuras propuestas: la interconexión entre islas, los elementos del sistema gasista, la tecnología de red para la electrificación de la demanda o las inversiones para mejorar la eficiencia energética, requieren ser estudiados. Por lo tanto, una limitación a tener en cuenta en este estudio es la verificación de la viabilidad técnico-económica de las inversiones.

2.9 Conclusiones del capítulo

Hasta ahora, el desarrollo de políticas energéticas en estos entornos ha consistido en medidas a corto plazo. Con este tipo de medidas se incide en un modelo de planificación energética que, al mismo tiempo que resuelve las necesidades actuales, crea problemas a medio–largo plazo. En otras palabras, se siguen implementando políticas energéticas lejos de las necesidades reales de estos entornos eléctricamente aislados.

Muchos de los aspectos discutidos en este capítulo muestran claves para llevar a cabo la denominada electrificación de la economía. En las Islas Canarias, como en otros sistemas aislados con características similares (por ejemplo, las Islas Azores y las Islas de Cabo Verde), existen recursos potenciales para apostar más firmemente en las energías renovables y reducir la contribución de los productos petrolíferos. Sin embargo, esto implica invertir más en las tecnologías que hagan posible su penetración y que garanticen el suministro de manera sostenible.

Finalmente, sobre la base de estos principios, los diversos agentes involucrados deben establecer objetivos estratégicos y líneas de acción para permitir el desarrollo de una planificación energética que tenga en cuenta la energía renovable y la sostenibilidad —tecnológica, económica y medioambiental— de todo el archipiélago. Sin embargo, los objetivos generales no son válidos. Son necesarios objetivos concretos y alcanzables, que respondan a las necesidades pendientes de estos territorios y tengan en cuenta sus singularidades.

Capítulo 3

LOS SISTEMAS AISLADOS. CANARIAS Y SU MARCO REGULATORIO

3.1 Una idea general sobre los SEIE

La literatura sobre sistemas eléctricos aislados, tanto insulares como extrapeninsulares, es abundante y refleja la importancia de especificar adecuadamente las políticas energéticas y los marcos regulatorios a estos sistemas mucho más pequeños. [Guerrero-Lemus et al. \(2015\)](#) analizaron el sistema eléctrico actual y la producción de energía eólica y fotovoltaica en Tenerife. En ese estudio, investigaron las consecuencias de la entonces novedosa legislación, al mismo tiempo que analizaron la planificación energética aprobada inicialmente por el gobierno canario para aumentar sustancialmente la participación de ambas tecnologías de cara al 2020. [Marrero y Ramos-Real \(2010\)](#) evaluaron la situación en Canarias y la compararon con algunos aspectos de la planificación prevista por el Gobierno de Canarias, destacando la ineficiencia de la combinación de generación actual de las islas y estudiando las medidas para mejorarla.

Otro ejemplo interesante en tecnología de naturaleza renovable para entornos aislados, se describe en [Mendoza-Vizcaino et al. \(2016\)](#); esta vez aplicado a la isla de Cozumel, en México. Este estudio muestra que para 2050, se puede lograr un mix energético razonable de energías basado en los recursos eólico y fotovoltaico. [Fokaides y Kylili \(2014\)](#) presentaron un estudio analizando el fenómeno de la paridad de red en ciertas islas de Chipre, con especial énfasis en el caso fotovoltaico. Así mismo, [Kuang et al. \(2016\)](#) reflejan el uso de energías renovables en territorios aislados, especialmente en términos de generación distribuida y tecnologías de redes inteligentes para su aplicación futura en dichos entornos. Finalmente, [Díaz et al. \(2015\)](#) describieron el impacto de los vehículos eléctricos en la isla de Tenerife, proporcionando resultados alentadores.

Merece la pena observar un dato curioso. Los SEIE ocupan el 2,5 % del territorio nacional: unos 12.607 km^2 . Esto significa que el tamaño promedio de sus generadores (de media unos 31 MW) es mucho menor que los del

3.1 Una idea general sobre los SEIE

continente (aproximadamente unos 336 MW). Sin embargo, como se ve en la Tabla 3.1, sorprende que el número de plantas generadoras instaladas en los SEIE sea bastante parecido a la del territorio continental.

Tabla 3.1: Capacidad instalada y centrales eléctricas en cada subsistema eléctrico.

Fuente: [Rodríguez del Castillo \(2014\)](#)

Subsistema	Capacidad instalada (MW)	Plantas	Tamaño medio (MW)
Melilla	94	8	12
Ceuta	98	10	10
La Palma	105	11	10
El Hierro	15	9	2
La Gomera	21	10	2
Tenerife	1046	23	46
Gran Canaria	999	20	50
Lanzarote-Fuerteventura	419	25	17
Mallorca-Menorca	1944	32	61
Ibiza-Formentera	331	16	21
Total SEIE	5074	164	31
Total Península	54.692	190	336

El reducido tamaño de las centrales eléctricas es una desventaja que eleva los costes de generación a pesar de usar tecnologías convencionales maduras. Estos sistemas de electricidad no continentales son frágiles, tanto en la generación como en la infraestructura de transporte. Como se ve en la Figura 3.1, las restricciones de ubicación llevan a depender de un número limitado de instalaciones, multiplicando cualquier problema en la generación o en la red.

Dada esta fragilidad inherente, los criterios operativos de los sistemas aislados son diferentes de los de las redes continentales interconectadas. En el primero, se debe dar una mayor prioridad a la garantía del suministro, que también afecta los costes. Por esta razón, se necesitan márgenes de reserva mucho más altos para garantizar la cobertura de la demanda que los que se necesitan en sistemas más grandes, como se ve en la Tabla 3.2. Este margen de reserva también está relacionado con el índice de cobertura eléctrica (IC),

3.1 Una idea general sobre los SEIE

Figura 3.1: Localización de centrales térmicas en Canarias

y es una medida de la capacidad disponible, por encima de la capacidad necesaria, para satisfacer los niveles de demanda pico normales (MINETUR, 2015a). Por lo general se expresa como un porcentaje.

Tabla 3.2: Objetivos márgenes de reserva. Fuente: Rodríguez del Castillo (2014)

Subsistema	Margen de reserva (%)	IC
Melilla	90	1,90
Ceuta	80	1,80
La Palma	80	1,80
El Hierro	80	1,80
La Gomera	80	1,80
Tenerife	50	1,50
Gran Canaria	50	1,50
Lanzarote	60	1,60
Fuerteventura	70	1,70
Mallorca	40	1,40
Menorca	80	1,80
Ibiza-Formentera	50	1,50
Península	10	1,10

3.2 La naturaleza de la actividad de generación en sistemas no continentales

De manera similar, el clima, la orografía y la estacionalidad de la demanda en lugares turísticos también imponen costes adicionales. En el mismo contexto, también existen mayores requisitos ambientales, como por ejemplo la protección de la fauna y la flora.

En resumen, estas singularidades conducen a costes de generación más altos que los del continente, debido especialmente a la fuerte dependencia en los combustibles fósiles. Además, en este caso, los costes tienen una estructura muy diferente a los del continente, ya que los costes de carácter variable prevalecen sobre los costes fijos.

3.2 La naturaleza de la actividad de generación en sistemas no continentales

Con respecto a la configuración del mercado de electricidad, es conveniente establecer las diferencias entre los SEIE y los territorios continentales, entre las que destacan: el despacho de producción, el régimen económico de las instalaciones de producción de energía eléctrica, la determinación del precio de la electricidad y los costes adicionales de la actividad de producción.

En primer lugar, en los SEIE se establece un despacho de producción para cada uno de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no continentales. A diferencia de los sistemas del territorio continental, en los cuales el despacho del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) se lleva a cabo exclusivamente de acuerdo con los criterios del mercado, en los SEIE el Operador del Sistema (OS) lleva a cabo los cronogramas de generación con una periodicidad semanal, diaria e intradiaria. Estos horarios son el resultado de un despacho en tres fases: una primera fase, en la que la demanda se satisface con criterios exclusivamente económicos; una segunda, con criterios económicos y de seguridad; y una tercera, teniendo en cuenta las posibles restricciones de la red de transporte.

En segundo lugar, para las instalaciones de producción de energía en los SEIE, se establecen tres tipos de esquemas de remuneración para ayudar a distribuir los costes fijos y los costes variables de generación asociados con las singularidades de estos subsistemas.

En tercer lugar, el precio de la electricidad de los SEIE depende de la media móvil de los precios peninsulares de OMIE, corregido por un coeficiente de apuntamiento (en el apartado 3.5.2 se verá con más detalle). Este nuevo índice de referencia considera la variación de los costes de generación de cada hora en cada SEIE.

Finalmente, para estos sistemas aislados, el coste adicional de la actividad de producción se define como la suma de los costes adicionales de generación en cada uno de los sistemas aislados y los ingresos recibidos de la adquisición de energía en el lado de la demanda, descontando los conceptos asociados a la interruptibilidad y a la compensación al mercado y Operador del Sistema.

3.3 Singularidades de las Islas Canarias

Las singularidades de los SEIE no sólo se derivan de la gran dependencia de los combustibles fósiles, sino también del uso de equipos de gran tamaño y las distancias relativamente largas entre las ubicaciones de generación y consumo, lo que provoca elevadas pérdidas de energía en la red. Así, por ejemplo, la Figura 3.2 muestra que los costes de generación más altos en el SEI canario aparecen por la noche, cuando la demanda es baja, al contrario de lo que ocurre en la Península Ibérica. Este hecho se debe a que el rendimiento de los equipos sobrepotenciados disminuye al cubrir los periodos valle de la demanda. Por lo tanto, cambiando a una estructura mixta y usando equipos escalados a la potencia requerida, la generación eléctrica se lograría ajustar mejor a las curvas de demanda (cfr. Figura 3.3), aumentaría la eficiencia y disminuiría los costes de generación.

3.3 Singularidades de las Islas Canarias

Figura 3.2: Costes de generación del sistema ibérico frente a las Islas Canarias

Figura 3.3: Curvas de demanda basadas en diversas configuraciones

Con todo, el SEI canario incluye áreas con alto potencial de recursos energéticos y con condiciones adecuadas para integrar la generación renovable (Merino et al., 2012). Como se dijo, estudios recientes han utilizado modelos sofisticados para simular estos sistemas eléctricos, incluidos escenarios con un suministro de electricidad 100 % renovable (Gils y Simon, 2017). Sin embargo, en ciertos aspectos existe cierta discusión sobre la viabilidad técnica y económica acerca de otros recursos renovables. Un ejemplo es el estudio de Schallenberg-Rodríguez y Montesdeoca (2018) sobre la viabilidad de la energía eólica marina como el primer paso en la planificación energética del SEI canario. Acerca de esta cuestión, Guerrero-Lemus et al. (2018) ponen en duda que el funcionamiento de estas redes no se complique notablemente por la falta de continuidad de la red, o bien, por las dificultades en su expansión territorial por razones ambientales.

Aún más, estos factores se combinan con la dificultad de administrar y programar fuentes de generación intermitentes que dependen de la velocidad del viento y del cielo despejado. Este enfoque ha conducido a un uso limitado de fuentes de energía renovables y a un sistema de energía con pocos nodos de generación, distantes entre sí y de los consumidores y, por tanto, con mayores costes.

3.3.1 Configuración actual del parque de generación

Dado que cada isla tiene sus propias peculiaridades, tanto geográficas como socioeconómicas, existe una combinación energética muy diferente entre ellas.

En primer lugar, en islas pequeñas como La Gomera, El Hierro o La Palma, una combinación de energía basada en ciclos combinados o turbinas de vapor no es posible debido a los costes adicionales generados por la infraestructura asociada. Lo mismo ocurre en estas islas para la energía renovable basada en geotermia, solar o biomasa. En segundo lugar, en el anterior

capítulo se describieron varios estudios sobre el potencial geotérmico de islas como Tenerife y Lanzarote, aún poco explotado. En tercer lugar, como se mencionó en el capítulo anterior, la mayor parte de la generación de energía eólica total se ubica en Gran Canaria y Tenerife. Las islas más pequeñas muestran porcentajes de producción mucho más bajos en el cálculo global debido al tamaño de sus plantas.

Otro factor importante a tener en cuenta en estos sistemas son las pérdidas en el transporte y distribución de energía. En 2017, estas pérdidas fueron de aproximadamente 606.524 MWh, es decir, el 7 % del total de electricidad suministrada a la red. Desglosado por islas, el mayor porcentaje de pérdida es para Tenerife, con un 8,4 %, mientras que las menores pérdidas se dieron en la isla de El Hierro (5,1 %). Por contra, el mayor aumento porcentual lo sufrió la isla de Fuerteventura (23 %). Hay que tener en cuenta que, desde el año 2012, los porcentajes de pérdidas anuales siguen una tendencia ascendente. En 2017, el aumento se valoró en un 3,5 %.

En cuanto a la calidad de la red, la Tabla 3.3 muestra una comparación de los SEI canario y balear con la Península Ibérica. En proporción a las diferentes longitudes en kilómetros de sus redes de transporte, tanto el tiempo de interrupción medio (TIM) como la energía no suministrada (ENS) son mayores para los dos primeros. El porcentaje de la energía no suministrada (PENS) se obtiene como la relación entre la ENS y la nueva previsión de demanda (NPD) para el período.

3.4 Evolución del marco regulatorio en el SEI canario

Desde principios de 1998, el sector eléctrico español ha ido experimentando una notable transformación debido a las modificaciones regulatorias de la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre. El objetivo fundamental de

Tabla 3.3: Calidad de la red de transporte eléctrico. Fuente: [Red Eléctrica de España \(2018\)](#)

	Peninsula		Balears		Canarias		Peninsula	Balears	Canarias
	ENS (MWh) PENS (%)					TIM (min)			
2012	133	2,21	7	1,93	224 1,09	0,28	0,68	13,25	
2013	1156	1,80	81	2,03	72 1,70	2,47	7,50	4,38	
2014	204	1,81	13	1,99	148 1,63	0,44	1,21	9,04	
2015	53	2,06	29	3,12	150 3,26	0,11	2,66	9,08	
2016	78	1,69	0,3	3,06	457 1,94	0,16	0,03	27,45	
2017	60	1,71	33	2,15	47 1,88	0,13	2,88	2,75	

esta Directiva era dar los primeros pasos hacia un mercado interior de electricidad en Europa, comenzando con la liberalización, tanto de la actividad de generación como de la comercialización de la industria eléctrica ([Ciarreta et al., 2014, 2016](#); [Leiva et al., 2016](#)). Como consecuencia de sus condiciones peculiares, los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, serían objeto de una reglamentación singular para las actividades de suministro de energía eléctrica.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico fijó que, con el fin de mantener precios equivalentes a los del sistema de ofertas peninsular, se estableciera un mecanismo de compatibilidad económica teniendo en cuenta el mayor coste de generación en los sistemas aislados. De esta forma se evitaba la discriminación a los consumidores y comercializadores. Por esto, la producción de energía eléctrica ha estado retribuida tomando como referencia los precios del sistema peninsular, pudiendo añadir una retribución adicional que tuviera en cuenta los costes específicos de estos sistemas y los costes de producción de energía eléctrica que no pudieran ir con cargo a los ingresos obtenidos en dichos territorios.

De esta forma y relacionado con la generación, se aplicó un mecanismo de despacho de las unidades de producción por orden de mérito económico hasta cubrir la demanda prevista. Para esto, se tiene en cuenta la seguridad y la

3.4 Evolución del marco regulatorio en el SEI canario

calidad del suministro, siendo el OS quien realiza dicho despacho económico. Como contrapartida, para la demanda se estableció un mecanismo de compatibilidad económica para los compradores de energía evitando discriminación alguna respecto a los compradores del sistema peninsular.

Sin embargo, la diferencia generada entre ingresos y costes de las actividades con retribución regulada generó una deuda ascendente en el sector eléctrico. Esta situación debía corregirse tratando de aminorarla. Para eliminar estos desajustes se analizaron cuestiones como la evolución de la compensación por la actividad de generación en los SEIE y se propusieron diversas medidas. Entre éstas, quizá la más importante fue comenzar la revisión de la legislación vigente hasta ese momento. De hecho, 2012 y 2013 fueron años con importantes cambios regulatorios en el sector eléctrico.

Este documento no puede abarcar todo el marco regulatorio de este período. Sin embargo, la Tabla 3.4 proporciona un breve resumen de las modificaciones que afectan a los territorios no peninsulares.

Tabla 3.4: Modificaciones en el marco regulatorio de los SEIE en España

Legislación	Aspectos relevantes en los SEIE	Referencia
L 54/1997	Reconoce necesidad de una regulación singular por ubicación geográfica	MINER (1997)
RDL 1/2012	Congela la prima para nuevas instalaciones en régimen especial	MINHAP (2012a)
RDL 13/2012	Corrección de la retribución de la actividad de generación	MINETUR (2012)
RDL 20/2012	Establecimiento de costes de generación en el régimen ordinario	MINHAP (2012b)
L 17/2013	Mecanismo de suspensión de costes de compensación	MINETUR (2013a)
L 9/2013	Financiación del coste extra de generación	MINETUR (2013c)
L 24/2013	Reconocimiento del coste extra vinculado a la singularidad	MINETUR (2013b)
RD 413/2014	Energías renovables, cogeneración y residuos	MINETUR (2014)
RD 738/2015	Regulación de la producción y despacho de energía eléctrica	MINETUR (2015b)

El Real Decreto–Ley 13/2012, de 30 de marzo, además de incorporar al marco legal español la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo, establece criterios para la retribución de la generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, e insta a revisar el modelo retributivo de costes fijos y variables para las centrales de generación;

las cuales entrarían en vigor desde el 1 de enero de 2012 con el Real Decreto–Ley 20/2012, de 13 de julio.

Para asegurar la garantía de suministro y estimular la competencia, se aprobó la Ley 17/2013, de 29 de octubre, haciendo hincapié en la seguridad del suministro eléctrico y permitiendo la reducción de los costes de la propia actividad.

Por último, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, deroga la Ley 54/1997. En esta nueva ley del Sector Eléctrico se establecen mecanismos para la reglamentación singular de los SEIE y se incide en la idea de que las energías renovables sean técnicamente integrables y, por tanto, reduzcan costes al sistema. Además, la nueva modificación determina que, para el cálculo de la retribución a la generación, se apliquen criterios homogéneos al territorio peninsular.

Finalmente, el marco regulatorio específico para los SEIE, y por lo tanto para las Islas Canarias, se presenta con el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. Esto cumple con el mandato del Real Decreto–Ley 13/2012, de 30 de marzo, y establece el régimen financiero para la remuneración de las instalaciones de producción de energía.

3.4.1 Normativa de autoconsumo en Canarias

El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regula el autoconsumo, busca avanzar hacia un sistema de generación distribuida a través de un mecanismo para la venta de excedentes y del autoconsumo instantáneo. En lo que respecta a la evolución de la regulación de esta normativa, se observa cómo el Real Decreto–Ley 15/2018, de 5 de octubre, ha introducido varios cambios que modifican el decreto de autoconsumo. De hecho, elimina varios de los puntos en conflicto para el desarrollo eficiente del régimen de autoconsumo.

En primer lugar, la regulación específica del autoconsumo, en su cuarto artículo, establecía la condición de que la potencia contratada debía ser mayor o igual a la potencia instalada de generación. Es decir, parecía no dar lugar al almacenamiento, ya que también limitaba ciertos tipos de instalaciones y su desarrollo, como por ejemplo los biodigestores de cogeneración o desechos que ven su actividad principal restringida por esta condición. Por tanto, con las nuevas modificaciones, esta condición se suprime.

En segundo lugar, se anula el “impuesto al sol”. Esto tiene como consecuencia que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos pasa a estar exenta de todo tipo de cargos y peajes.

En tercer lugar, parece que se abre la posibilidad de implementar un autoconsumo compartido. O lo que es lo mismo, a partir de ahora es posible aprovechar las economías de escala, tan importantes en estos entornos aislados. Esto quiere decir que, además de los ejemplos clásicos de compartir energía en un mismo bloque de viviendas, esta modificación da lugar a que, por ejemplo, de las instalaciones solares puestas sobre cubiertas de edificios municipales (polideportivos, bibliotecas, mercados, etc.), se permita compartir energía con todos aquellos ciudadanos que tengan sus instalaciones de consumo conectadas al mismo centro de transformación.

Por último, conviene resaltar otras modificaciones que inciden directamente con la política energética del SEI canario:

- Ahorro de los equipos de medida para la generación neta y para el consumo neto.
- Posibilidad de instalar más potencia solar que la potencia contratada. Así, por ejemplo, en instalaciones domésticas con baterías, se podría generar suficiente energía diaria como para cubrir casi el 100 % de las necesidades energéticas diarias y, a su vez, se puede contribuir para reducir tanto como sea necesario la contratación del término fijo de

potencia, gracias a la potencia entregada desde la propia batería.

- Posibilidad de contratación de la capacidad de potencia que uno desee, independientemente de las potencias hasta ahora normalizadas.

En el SEI canario no son muchas las instalaciones bajo el régimen de autoconsumo (poco más de setenta). Sin embargo, aunque estas modificaciones pueden ayudar a impulsar este tipo de instalaciones, los puntos que están pendientes de concretar y la incertidumbre política, hacen que estas medidas se queden en la recámara y no se lleguen a consolidar, a pesar del beneficio que supondrían para Canarias y el resto de entornos aislados.

3.5 Análisis y aplicación de la nueva regulación

3.5.1 Introducción al Real Decreto 738/2015

Si bien el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, estaba destinado a regular la producción de electricidad a partir de fuentes renovables, el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, entra a regular tanto la producción como el procedimiento de despacho eléctrico. Como idea general, se intenta adoptar un modelo que priorice la eficiencia de las tecnologías instaladas, el correcto mantenimiento y la renovación de las instalaciones de producción que están en funcionamiento.

Se pueden diferenciar claramente cuatro partes. La primera se centra en el establecimiento de un procedimiento de despacho de producción de energía para cada uno de los sistemas aislados que no pertenecen al territorio peninsular. Este primer cambio es importante y tiene dos implicaciones fundamentales: primero, a los productores se les paga de acuerdo con el régimen establecido para la energía generada y, segundo, los consumidores directos y los minoristas comienzan a adquirir energía al precio de la demanda, cuyo

valor se obtiene del precio peninsular corregido mediante un coeficiente que toma en consideración la variación del coste en cada hora. Este coeficiente corrector se denomina índice de apuntamiento, y es un valor que el Operador del Sistema registra.

La segunda parte trata sobre el régimen retributivo de las instalaciones de generación eléctrica. Se establecen tres regímenes de retribución según su tipo: (i) un régimen retributivo adicional; (ii) un régimen retributivo específico; y (iii) un régimen económico sin derecho a ninguno de los anteriores.

El régimen retributivo específico se explica en [Guerrero-Lemus et al. \(2015\)](#), siguiendo las reglas del esquema de referencia ([MINETUR, 2014](#)) para el caso de la energía eólica. La parte correspondiente al régimen retributivo adicional ([MINETUR, 2015b](#)) poco a poco se va esclareciendo, pues todavía hay muy pocos tipos de instalaciones en las cuales basar los modelos aplicables en estos territorios. Aunque parece ser un marco regulatorio prometedor con grandes posibilidades, puede ser difícil de aplicar en la práctica debido a su rígido procedimiento administrativo.

Las partes tercera y cuarta, respectivamente, aclaran la metodología utilizada para determinar el precio de la demanda y el extracoste de la actividad de generación.

A continuación, el objetivo es estudiar con más detalle cómo la creación de este marco regulatorio ha influido en los subsistemas aislados desde que entró en vigor esta normativa. Para ello, se estudia la generación eléctrica de la isla de El Hierro, que cuenta con la central hidroeólica de “Gorona del Viento”.

3.5.2 Determinación del precio de la demanda, del coste de generación y del extracoste

Hasta la entrada en vigor del Real Decreto 738/2015, el precio de adquisición de la demanda, en barras de central, para comercializadores y consumidores directos en los SEIE se regía por una estructura de costes idéntica a la del sistema peninsular:

$$BBCCh = PFh + ROMh + ROSh \quad (3.1)$$

$$PFh = OMIEh + SSAAh + DVh + PCh + INTh \quad (3.2)$$

Siendo: ROMh es la retribución al Operador del Mercado (OMIE) y ROSh corresponde a la retribución al OS (Red Eléctrica de España). Por otra parte, PFh es precio final horario; OMIEh es el coste horario de adquisición de la energía en el mercado diario e intradiario; SSAAh constituye los costes horarios generados por los servicios de ajustes del sistema; DVh es el coste horario de los desvíos (diferencia entre energía programada de consumo y energía finalmente consumida); PCh son los pagos horarios por capacidad; y, por último, INTh es el coste horario del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Con la entrada en vigor del Real Decreto 738/2015 el 1 de septiembre, la formula del precio de adquisición de energía eléctrica en los SEIE se modifica cambiando su índice de referencia. El Artículo 70 de este Real Decreto (en adelante, RD) define el cálculo del precio de adquisición de la demanda para comercializadores y consumidores directos, los cuales adquirirán la energía horariamente en el despacho de producción al precio horario de adquisición de la demanda $PhDemanda(j)$, expresado en €/MWh. A esto se añadirán los costes de desvíos en los que incurra cada sujeto, los costes de capacidad, los costes de servicio de interrumpibilidad y los costes al OS y OMIE.

Tal y como se expresa en el apartado anterior, desde el día 1 de septiembre, en los SEIE el precio de la energía eléctrica depende de la media móvil de precios OMIE peninsular de los 12 meses anteriores a la entrega del suministro, corregidos por un coeficiente de apuntamiento Ah, por lo que este nuevo índice de referencia tiene en cuenta la variación de los costes de generación de cada hora en cada uno de los SEIE.

Con detalle, en el apartado 1 del Anexo I del RD 738/2015, se reflejan los parámetros para el cálculo del precio horario de adquisición de la demanda $PhDemanda(j)$, el cual se calcula por sistema eléctrico aislado (j), como el producto de dos componentes:

- $P_{anual.mov.p}$
- Coeficiente $Ah(j)/P_{anual.mov}(j)$

Por lo que la fórmula del precio de la demanda queda expresada como sigue:

$$BBCCh = PhDemanda + DVh + PCh + INT h + ROMh + ROS h \quad (3.3)$$

$$PhDemanda = \frac{P_{anual.mov.p} \cdot Ah}{P_{anual.mov}} \quad (3.4)$$

Donde:

- PhDemanda es el precio horario de adquisición de la demanda.
- $P_{anual.mov.p}$ es el precio medio final peninsular del año móvil. Se obtiene a partir de la media ponderada de los precios mensuales de adquisición de la energía de los comercializadores que compran su energía en el mercado de producción peninsular (OMIE) de los últimos 12 meses naturales anterior al inicio del suministro. Se tienen que descontar los

pagos por capacidad, los desvíos y la interrumpibilidad. Es un valor único mensual.

- Ah es el apuntamiento horario del precio medio final peninsular. Viene dado por una matriz horaria para cada sistema aislado.
- $P_{anual.mov}$ es el precio medio de los costes variables del SEIE del año móvil, obtenido a partir de la media ponderada de los apuntamientos mensuales en el SEIE en los últimos 12 meses.

Por su parte, el precio final horario de generación viene determinado por el cociente entre la suma de los costes de servicios de ajuste y de generación de las centrales del sistema aislado y el total de energía generada en barras de central.

Por último, se define como extracoste de la actividad de producción la suma del extracoste de generación en cada uno de los sistemas aislados. Este concepto vendrá dado por la diferencia entre costes de generación y servicios de ajustes, y los ingresos recibidos derivados de la adquisición de energía por parte de la demanda (descontados los conceptos destinados a la interrumpibilidad y retribución para el Operador del Sistema y del Mercado).

3.5.3 Impacto en el precio del despacho de la demanda

Si se aíslan los conceptos comunes de las ecuaciones (3.1) y (3.3), se obtienen los dos términos a comparar para poder valorar el impacto de la nueva regulación sobre el precio de la demanda en los SEIE.

$$FPh = OMIEh + SAh \quad (3.5)$$

$$PhDemanda(j) = \frac{P_{anual.mov.p} \cdot Ah(j)}{P_{anual.mov}(j)} \quad (3.6)$$

Donde hasta el 31 de agosto de 2015 el precio final se obtenía de la ecuación (3.1), mientras que a partir del 1 de septiembre del mismo año, se sustituye por la ecuación (3.3).

Como se mencionó anteriormente, el precio de la demanda en los SEIE está compuesto de manera diferente a la Península Ibérica, donde el precio aún está indexado al precio de mercado (OMIE). Después de la fecha de implementación del Real Decreto 738/2015, la referencia base es el precio promedio de mercado horario de OMIE durante los 12 meses anteriores al comienzo del suministro.

Al utilizar una referencia más estable, la volatilidad del precio del mercado diario derivado de la combinación de las estructuras de oferta y demanda con influencias estacionales, ya no se reflejará en los precios de adquisición de la demanda en el SEI canario.

Aunque el Operador del Sistema está comenzando a publicar una base de datos histórica de los nuevos índices de apuntamiento calculados, todavía es demasiado complicado estimar la variable Ah . En consecuencia, la incertidumbre actual con respecto a esto se refleja en el corto plazo de las ofertas hechas por las compañías de comercialización de electricidad.

La Tabla 3.5 muestra que, a excepción de La Gomera, el precio de la demanda fue menor que el precio de adquisición promedio aritmético en el territorio peninsular.

Sin embargo, esto no significa que cualquier precio futuro configurado por las compañías de comercialización de electricidad vaya a ser más bajo para los territorios no peninsulares que para caso peninsular. De hecho, una visión en detalle de las fórmulas antes y después de la aplicación de este RD, lleva a afirmar que, al menos conceptualmente, $Ph_{Demanda}$ podría ser superior a PFh , pues incorpora en su haber un mayor número de costes.

Tabla 3.5: Precio medio de compra de la demanda durante septiembre de 2015

Sistema	Precio medio (€/MWh)
Península	55,01
SEIE	52,06
Subsistemas	
Gran Canaria	54,15
Tenerife	52,31
Lanzarote–Fuerteventura	50,55
La Palma	53,78
La Gomera	55,10
El Hierro	51,29
Mallorca–Menorca	49,98
Ibiza–Formentera	49,90
Ceuta	52,08
Melilla	51,50

La Figura 3.4 ilustra las diferencias entre los precios antes de la entrada en vigor del RD (en territorio peninsular) y cuando en septiembre se aplica el nuevo mecanismo (subsistemas). Las diferencias entre los precios durante los períodos pico y valle terminan reduciéndose en todos los subsistemas.

3.5.4 El caso particular de Gorona del Viento

Para analizar la nueva metodología de casación de precios para la compra y venta de energía, se utiliza la isla de El Hierro debido al interés que suscita la configuración energética con su central hidroeléctrica.

La Figura 3.5 muestra cómo el precio promedio en el subsistema de El Hierro está por debajo del precio de mercado peninsular.

3.5 Análisis y aplicación de la nueva regulación

Figura 3.4: Comparativa de los precios por periódicos antes y después del Real Decreto 738/2015

Figura 3.5: Evolución de PhDemanda de El Hierro frente al precio de mercado de la Península Ibérica

Esta tendencia se repite en la Figura 3.6. El precio de venta en el sub-sistema de El Hierro es más bajo que el precio promedio en la Península.

Figura 3.6: Evolución del precio de venta horario de El Hierro frente al precio de mercado (diario e intradiario) de la Península Ibérica

También es interesante comparar el precio horario de la demanda de El Hierro con otro subsistema. Se elige Santa Cruz de Tenerife por ser una de las capitales de provincia por parte de las islas occidentales. Como se muestra en la Figura 3.7, se puede observar que el precio sube en el subsistema de Tenerife durante las primeras y últimas horas del día. Como vimos en el apartado 3.3, esto se debe a que los generadores que satisfacen la demanda no están funcionando con su configuración óptima y, por tanto, los costes son más altos en esos momentos. Sin embargo, en El Hierro, esas horas coinciden con los períodos en los que hay una contribución más alta de la energía eólica, y resultan precios más bajos.

Por último, para detallar la influencia que tiene en el precio de compra de la energía en el subsistema de El Hierro el hecho de que Gorona de Viento esté funcionando, se toma como referencia dos días con una distribución de generación distinta. La Figura 3.8 muestra la variación del precio horario de la demanda para el día 10 de agosto de 2016, con la participación de varias tecnologías del mix energético. Resulta evidente que, a medida que se empieza a generar más energía eólica, el precio del subsistema empieza a bajar.

3.5 Análisis y aplicación de la nueva regulación

Figura 3.7: Variaciones del precio de la demanda horaria de El Hierro frente a Tenerife

Figura 3.8: Fluctuaciones del precio horario en función de la demanda según la combinación de fuentes de energía: 10/agosto/2016

Con la Figura 3.9 se observa que cuando la generación eólica cubre completamente la demanda, el precio de compra es mínimo.

3.5 Análisis y aplicación de la nueva regulación

Figura 3.9: Fluctuaciones del precio horario con la planta de Gorona del Viento en operación: 16/agosto/2016

Por lo tanto, si no existiera Gorona del Viento, el coste de generación en El Hierro sería sustancialmente más alto que el coste actual, como puede confirmarse en las series históricas proporcionadas por el operador del sistema.

Por tanto, en estas dos figuras se ha representado el precio horario de la demanda que resulta según la configuración del mix energético. Como se esperaba, a mayor participación de la energía eólica generada, menor es el precio en el subsistema de El Hierro.

Capítulo 4

ECONOMÍA CIRCULAR EN CANARIAS. EL CASO DE LA GOMERA

4.1 Introducción

En los capítulos anteriores se ha llevado a cabo un repaso del estado actual del sistema energético canario, de sus singularidades y de su normativa en materia energética. Además, se han propuesto una serie de medidas o ejes de actuación para avanzar hacia un enfoque energéticamente sostenible. Uno de esos ejes pivota sobre la diversificación de las energías renovables y consiste en potenciar aquéllas que son de naturaleza gestionable, es decir, que no dependen de las condiciones meteorológicas, como por ejemplo la biomasa de residuos.

En este capítulo se estudia el caso concreto de la gestión de residuos en la isla de La Gomera. La valorización energética, la sostenibilidad y la economía circular son tres conceptos relacionados que, sin lugar a dudas, deben estar presentes en el nuevo mix energético de estos entornos aislados. En primer lugar, se hace una presentación de la gestión actual de los residuos sólidos urbanos en Canarias: visión general, composición de los residuos, tecnologías viables en este archipiélago y evolución de las emisiones del sector tratamiento de residuos. En segundo lugar, se contextualiza para el caso de la isla de La Gomera. En tercer lugar, se describe la metodología utilizada para abordar el estudio. En cuarto lugar, se presentan los resultados del estudio. En quinto lugar, se discuten los resultados y, finalmente, se presentan algunas conclusiones y recomendaciones.

4.1.1 Motivación

Los vertederos son una de las fuentes más importantes de emisiones gaseosas. Es sabido que estas emisiones contienen principalmente metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), ambos considerados gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global (Jönsson, O., Polman, E., Jensen, J. K., Eklund, R., Schyl, H., e Ivarsson, S., 2003). La cantidad de residuos sólidos

urbanos (RSU) que se genera cada año y los numerosos factores que intervienen en este complejo proceso, son cuestiones que requieren más estudio y la propuesta de medidas concretas y eficaces para mejorar su gestión. Ante la crítica situación que viven las ciudades por la creciente cantidad de residuos sólidos urbanos que generan, y con ello, la demanda incesante de nuevas ubicaciones para su vertido final, continúan evaluándose diferentes tecnologías para el tratamiento de dichos residuos ([Greenpace, 2011](#); [Leal Filho et al., 2016](#); [Scarlat et al., 2015](#)). En este sentido [Expósito y Velasco \(2018\)](#) realizan un estudio sobre la eficiencia de las regiones españolas en el desarrollo del mercado del reciclaje a través de la aplicación de un método de análisis de envolvente de datos. En este estudio se tiene en cuenta los requerimientos que establecen la Unión Europea y el marco legal español con respecto a las prioridades de la gestión de los residuos: reducir los residuos sólidos municipales combinados y aumentar la recolección selectiva de materiales reciclables ([EC, 2016](#); [MAGRAMA, 2015](#)).

Por otro lado, son muchas las opciones tecnológicas disponibles para disminuir los residuos generados ([IDAE, 2011d](#)). Tal vez, las más usuales son las que requieren tratamiento térmico (incineración, pirólisis, gasificación o plasma). Sin embargo, también se han explorado otras tecnologías. Aquéllas basadas en la digestión anaerobia y las que valorizan los residuos mediante su utilización como combustible alternativo en instalaciones térmicas.

Una de las opciones consideradas de forma más habitual para disminuir los RSU consiste en la incineración o combustión. En este sentido, uno de los argumentos con que la incineración busca obtener apoyo es que genera una energía que se presenta como renovable. Aunque [Poletto y Da Silva \(2009\)](#) señalan que la quema controlada de los RSU es una solución definitiva al problema (cuando se realiza en instalaciones con dispositivos adecuados de control de la contaminación del aire), la realidad constata que es necesario atender a otros factores además de la contaminación del aire. Por ejemplo: el agua, los suelos, el paisaje, los ecosistemas y la afección de las zonas urbanas.

A su vez, la generación de electricidad, calor o biocombustibles a partir de fuentes de energía renovables se ha convertido en prioridad en las estrategias de política energética a escala global ([Amigun et al., 2011](#)). Según [Nijkamp y Kourtit \(2013\)](#), las ciudades consumen el 75 % de la energía producida a nivel mundial y generan el 80 % de las emisiones de CO_2 ; de ahí que tenga sentido intentar reducir la emisión de gases provenientes de los residuos mediante el uso de éstos para generar energía. En este contexto, los residuos han sido identificados como una fuente de energía amigable con el ambiente. Su uso es considerado como un método efectivo para reducir las emisiones de gases al ambiente ([El Hanandeh y El Zein, 2011](#)). Visto de esta manera, el concepto *Waste to Energy* (WtE) representa una excelente oportunidad para enfrentar dos problemas relevantes en la actualidad: por un lado, la generación de energía a partir de fuentes menos contaminantes y, por otro, la utilización de los residuos generados que se acumulan en los vertederos.

4.1.2 Objetivos del capítulo

El objetivo de este capítulo es potenciar la generación eléctrica en el SEI canario a través del aprovechamiento energético de los RSU. Para ello se parte de una situación concreta en la isla de La Gomera. La idea es que este estudio sirva para extrapolar el modelo a otros subsistemas aislados y archipiélagos con similares características. Junto a esto, y de acuerdo con la línea de actuación marcada por Europa ([EC, 2016](#)), se busca una triple mejora en la actual gestión de residuos de la isla: recuperación del terreno destinado a vertedero (para regenerar espacios verdes), generar electricidad a través de la valorización energética y reducir las emisiones de CO_2 . En línea con lo comentado, no se puede obviar la prioridad marcada en las operaciones de la gestión de residuos ([EC, 2008b](#)): 1) prever, esto es, disminuir la generación de residuos; 2) reutilizar, para lo que juega un papel clave el concepto de economía circular; 3) reciclar; 4) valorizar los residuos para la obtención de energía; y 5) depositar en vertedero.

4.2 Los residuos sólidos urbanos en Canarias

4.2.1 La gestión de los RSU

La evolución en la gestión de los residuos es una cuestión de vital importancia en la planificación estratégica de un país. De hecho, debido a la tendencia creciente de la generación de residuos sólidos urbanos, se considera que su gestión es un problema importante que incide en las economías de países desarrollados y en vías de desarrollo ([Mohee et al., 2015](#)). Según la literatura tradicional, los incrementos en la generación de residuos se asocian al crecimiento de la economía, a una mayor industrialización, al aumento de población y al incremento del nivel de vida ([Kothari et al., 2014](#)). No obstante, en lo entornos aislados como las Islas Canarias, es importante tener en cuenta que ese aumento en la generación de residuos también está influenciado por el incremento del número de turistas que visitan las islas.

La recogida de residuos es un elemento clave del sistema de gestión de residuos. La ausencia de un sistema adecuado de recogida de residuos interrumpe por completo su gestión. Esto lleva a que los generadores de residuos recurran a prácticas ilegales e indeseables como el vertido en sitios prohibidos o la quema de residuos en lugares inapropiados y carentes de cualquier control. En el SEI canario esto sucede y, además, produce efectos negativos para el medioambiente y para la salud debido a la generación de emisiones tóxicas durante la quema y la propagación de enfermedades causadas por el vertido ilegal ([Quesada-Ruiz et al., 2019](#)). Si bien en algunas de las islas como Gran Canaria o Tenerife la infraestructura está mínimamente desarrollada, esto no ocurre en el resto de las islas, donde las carreteras son demasiado estrechas o inaccesibles, los vehículos de recolección están obsoletos o las zonas donde se depositan los residuos no son más que montañas de residuos que se amontonan día a día.

4.2.2 Composición y caracterización de los residuos

Además de la generación de residuos, su composición es importante en la búsqueda y desarrollo de estrategias para la gestión de residuos. A partir de los datos de la composición de los residuos, se puede identificar los índices de reciclabilidad, de combustibilidad o de biodegradabilidad de las corrientes de residuos. Con esto, es posible acertar mejor en el diseño e implementación de tecnologías apropiadas para el tratamiento de los residuos.

La Figura 4.1 muestra la composición media de los residuos en las Islas Canarias.

Figura 4.1: Composición media de los residuos en las Islas Canarias. Elaboración propia a partir de los datos recabados de [GOBCAN \(2010\)](#)

En la Tabla 4.1 se presenta el análisis y composición de los residuos depositados en el complejo ambiental que se estudia (El Revolcadero, La Gomera).

Tabla 4.1: Valores promedio de la composición y caracterización de los residuos en el SEI canario. Elaboración propia a partir de los datos recabados de [GOBCAN \(2010\)](#)

Materia orgánica												
Humedad	Densidad	Nitrógeno	Carbono	C/N	K	P	pH	Cd	Ni	Pb	Cr	Volátiles
(%)	(kg/m³)	(%)	(%)		(%P ₂ O ₅ m.s.)			(mg/kg m.s.)	(mg/kg m.s.)	(mg/kg m.s.)	(mg/kg m.s.)	(% m.s.)
65,3	619	1,0	20,5	20,5	9775	0,6	5,0	< 1,0	12,1	4,9	30,4	25,9
Envases						No envases						
Humedad	Densidad	PCI	PCS	S	H	Humedad	Densidad	PCI	PCS	S	H	
(%)	(kg/m³)	(cal/g)	(cal/g)	(%)	(%)	(%)	(kg/m³)	(cal/g)	(cal/g)	(%)	(%)	
12	126	> 8196	> 8462	< 0,29	> 5,5	11,3	125	> 8196	> 8462	< 0,29	> 5,5	

4.2.3 Tecnologías de tratamiento

Para el caso canario, no son tantas las tecnologías que pueden emplearse para gestionar los residuos en estas islas. Debido a los volúmenes de residuos que se manejan, algunos procesos termoquímicos como la incineración o el plasma no son adecuados, pues por ahora son rentables para mayores cantidades de flujos. Junto a esto y las caracterizaciones realizadas por el Gobierno de Canarias (cfr. Figura 4.1 y Tabla 4.1), parece que el compostaje y la digestión aeróbica podrían ser buenas soluciones para la gestión de los residuos. Así mismo, la alta fracción de materiales reciclables hace factible la utilización de tecnologías de valorización energética (WtE).

4.2.3.1 Depósito en vertederos

La deposición en vertedero consiste en eliminar definitivamente los residuos bajo tierra sin obtener aprovechamiento de éstos. Es la opción menos deseada según la jerarquía de gestión de residuos ([Smith et al., 2001](#)). No obstante, debido a la ausencia de técnicas más avanzadas que se adapten a las características de los flujos en el SEI canario, y a que los vertederos constituyen la alternativa más barata para los residuos ([Renou et al., 2008](#)), es la opción que predomina en el archipiélago canario.

Como es obvio, esta solución no aporta nada en la cadena de valor. Es decir, los residuos ni se aprovechan para obtener energía (*waste to energy*, WtE), ni para transformarlos en otros materiales que se puedan usar nuevamente (*waste to material*, WtM), ni para su reciclaje. Como explican [Mohee et al. \(2015\)](#) hay numerosos casos de pequeños territorios aislados en los que se aprovecha el potencial energético de los residuos depositados en vertederos. Por ejemplo, en el vertedero de *Mare Chicose* en la isla de Mauricio, los residuos se eliminan en celdas con doble revestimiento de polietileno de alta densidad, manejo de lixiviados, cubierta final y agua superficial y sub-

terránea, donde se logra generar unos 3,3 MW de electricidad a partir del gas de vertedero ([Beerachee, 2012](#); [Kowlessar, 2012](#)).

4.2.3.2 Reciclaje

La actividad de reciclaje forma parte de las alternativas más deseadas de acuerdo con la actual jerarquía de residuos. Sin embargo, en Canarias su desarrollo es bastante deficiente. Son muchas las causas que pueden atribuirse a este hecho. Las más relevantes son las siguientes:

- Bajo nivel de concienciación, sensibilización y formación, de la población y autoridades.
- Tipo de tecnología utilizada para realizar la recolección y métodos de preprocesamiento.
- Falta de inversión y tecnología a escala para desarrollar sistemas eficientes.
- Desconocimiento del valor que pueden llegar a tener los residuos con un tratamiento adecuado (separación, reutilización o valorización).
- Naturaleza aislada de cada una de las islas que impide la implementación de medidas de carácter global.

Este hecho se debe a la población y al desarrollo económico, relativamente más pequeños, y también a la falta de educación y sensibilización de la población en estas cuestiones ([Kumar et al., 2007](#)). Además, el estudio de McDevitt (2008) citado en [Mohee et al. \(2015\)](#) sobre las Islas Vírgenes Británicas, es un claro ejemplo de lo que ocurre en el archipiélago canario: hay islas en donde resulta difícil alcanzar valores mínimos de reciclaje debido a la falta de espacio para almacenar estos materiales, pues hay muchas zonas protegidas y declaradas patrimonio natural.

Por último, no se pueden olvidar las barreras relacionadas con la transferencia de tecnología y las economías de escala limitadas, que en estas islas son un importante hándicap.

4.2.3.3 Procesos termoquímicos

Entre los diferentes procesos termoquímicos más conocidos, a saber, incineración, pirólisis, gasificación y plasma, la incineración, que también recibe el nombre de combustión, es la tecnología más común. La incineración es la degradación térmica y descomposición de los residuos en presencia de oxígeno para producir CO_2 , H_2O y calor a una temperatura de 800–1000°C ([Peter, 2002](#)), mientras que la pirólisis es la descomposición de materiales orgánicos en ausencia de oxígeno a una temperatura aproximada de 400–1000°C, lo que da como resultado productos líquidos (bio-aceite), gaseosos y sólidos (carbón vegetal) ([Mohan et al., 2006](#); [Demirbas, 2009](#)). Por otro lado, la gasificación es la combustión parcial de los residuos a una temperatura comprendida entre los 800–1000°C para formar una mezcla de gas combustible ([Rajvanshi, 1986](#); [Peter, 2002](#)).

De entre los cuatro procesos termoquímicos nombrados, en las Islas Canarias sólo se ha llevado a la práctica la incineración, pero a nivel muy localizado (cfr. Tabla 4.2). Además de no ser rentable, la quema incontrolada no es beneficiosa particularmente en el SEI canario debido al alto contenido de humedad de los residuos y la consecuente liberación de sustancias nocivas. Sin embargo, la gasificación puede ser una tecnología rentable y que contribuya con un nuevo marco energético en el archipiélago canario.

4.2.4 Emisiones de gases efecto invernadero en el sector tratamiento y eliminación de residuos

Para el caso canario, un comentario especial debe hacerse con relación a las emisiones del sector residuos. Sus emisiones se podrían catalogar como resultantes de un impacto medioambiental inducido, debidas a una mayor gestión de los residuos y, por tanto, a una menor afección global al ambiente. Sin embargo, hay que notar que esto, a su vez, implica unas mayores emisiones localizadas de metano producidas por la descomposición de los residuos orgánicos enterrados. Su fuerte crecimiento ha hecho que este sector adquiera un peso significativo sobre el total de las emisiones y que despierte un gran interés desde el punto de vista energético ante la actual falta o escaso aprovechamiento energético del metano recuperado. De forma similar, un fenómeno que necesita control es la proliferación de vertederos o zonas ilegales donde se deposita grandes cantidades de basura sin que sea controlado. A este respecto, [Quesada-Ruiz et al. \(2019\)](#) han realizado recientemente el mapeo y caracterización de vertederos ilegales en las islas de Gran Canaria y La Palma, identificándose 286 y 153 localizaciones de vertederos ilegales, respectivamente.

Con los datos obtenidos de el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (en adelante, IPCC) se obtiene la Tabla 4.2 que muestra la evolución de las emisiones en el sector tratamiento y eliminación de residuos en Canarias para sus diferentes actividades ([IPCC, 2006](#)). Se observa que la actividad más importante es el depósito en vertederos, con una contribución muy superior al resto (93,5 % del total de emisiones del sector en el año 2016).

Las emisiones de GEI emitidas en los complejos ambientales de Canarias procedentes de los RSU fueron de 1.110 Gg de CO_2 -eq. Por contra, en el tratamiento biológico y en la incineración de residuos, apenas se alcanzaron valores de 7 Gg de CO_2 -eq y 1,3 Gg de CO_2 -eq, respectivamente.

4.2 Los residuos sólidos urbanos en Canarias

Tabla 4.2: Evolución y contribución de las emisiones GEI en Canarias asociadas al tratamiento y eliminación de residuos. Fuente: [GOBCAN \(2018\)](#)

Año	Vertedero		Tratamiento biológico		Incineración		Tratamiento aguas residuales		Otros		Total
	Gg CO ₂ -eq	%	Gg CO ₂ -eq	%	Gg CO ₂ -eq	%	Gg CO ₂ -eq	%	Gg CO ₂ -eq	%	Gg CO ₂ -eq
2008	1.064,3	93,3	3,7	0,3	2,9	0,3	69,9	6,1	0,30	0,03	1.141,1
2009	1.064,8	93,4	4,1	0,4	1,3	0,1	69,2	6,1	0,23	0,02	1.136,8
2010	1.056,5	93,5	6,7	0,6	1,3	0,1	65,5	5,8	0,02	0,00	1.130,1
2011	1.102,9	93,8	4,9	0,4	1,3	0,1	66,3	5,6	0,02	0,00	1.175,4
2012	1.111,4	93,4	10,3	0,9	1,3	0,1	66,2	5,6	0,02	0,00	1.189,3
2013	1.095,8	91,4	35,0	2,9	1,3	0,1	66,5	5,5	0,02	0,00	1.198,7
2014	1.096,8	93,4	9,5	0,8	1,3	0,1	67,2	5,7	0,02	0,00	1.174,9
2015	1.107,0	93,6	6,8	0,6	1,3	0,1	67,8	5,8	0,02	0,00	1.183,0
2016	1.110,5	93,5	6,8	0,6	1,3	0,1	68,5	5,8	0,02	0,00	1.187,3

A la vista de la Figura 4.2, cabe precisar que el crecimiento acontecido estos últimos años está motivado, en parte y paradójicamente, por una mejor gestión de los residuos que pasan de una situación de descontrol, a ser depositados en vertederos organizados. Esto, a su vez, implica unas mayores emisiones localizadas de metano producidas por la descomposición de los residuos orgánicos enterrados. De hecho, el GEI más relevante dentro del complejo ambiental es el metano con una contribución del 93,5 %, mientras que las emisiones contabilizables de CO_2 son prácticamente testimoniales. Se considera que la mayor parte de las mismas, ya sea por gasificación y emisión directa o por incineración del metano, proceden de la biomasa y son neutrales en cuanto a este gas.

Por tanto, se concluye que se ha seguido con la tendencia marcada desde el comienzo del periodo con un crecimiento continuado del total de emisiones del sector, aunque menos pronunciada en los últimos años. La misma tendencia se ha repetido en la actividad de depósito en vertederos.

4.3 Caso de estudio: la gestión de residuos en La Gomera

Figura 4.2: Histórico de las emisiones de GEI en Canarias por tratamiento y eliminación de residuos. Fuente: elaboración propia a partir de los datos recabados de [GOBCAN \(2018\)](#)

4.3 Caso de estudio: la gestión de residuos en La Gomera

4.3.1 La gestión de residuos sólidos municipales en La Gomera

La Gomera se encuentra localizada al oeste de la isla de Tenerife, a una distancia aproximada de 28 km con el punto más próximo. Tiene una superficie de 369 km², por lo que es la isla más pequeña del archipiélago canario, después de El Hierro y La Graciosa (cfr. Figura 4.3).

Figura 4.3: Situación y configuración de los 6 municipios de la isla de La Gomera

El Plan Director para la Gestión de Residuos de la isla está obsoleto (PDGR, 1982). Este plan está a la espera de una actualización que no termina de materializarse. No obstante, pocas islas del archipiélago canario disponen de un plan insular de residuos actualizado. Mientras tanto, las islas recurren al Plan Integral de Residuos de Canarias, aprobado mediante el Decreto 161/2001 (BOC, 2001).

Las previsiones de recogida de residuos estiman cantidades bajas para plantear un aprovechamiento que requiera un proceso costoso y complicado de los residuos. No obstante, tirar dichos residuos a vertedero o al mar debe descartarse y asumirse sólo como última posibilidad. Al mismo tiempo, no puede ser solución transportar los residuos grandes distancias, debido al consumo energético y el impacto ambiental que supone esta medida.

Sobre la base de los datos y las publicaciones disponibles ([GOBCAN, 2010](#)), la cantidad total de residuos en masa producida en La Gomera es próxima a las 9.709 toneladas de residuos sólidos urbanos anuales. Por su parte, el sistema de gestión se basa en el envío a vertedero de estas cantidades. Desde el punto de vista energético y medioambiental, esta solución se puede mejorar considerablemente. Además, las cantidades destinadas a reciclaje son mínimas porque el sistema de recogida selectiva de la isla no está desarrollado. Asimismo, abordando la directiva europea vigente ([EC, 1999](#)), traspuesta a la legislación española mediante el Real Decreto 1481/01 ([MAPAMA, 2002](#)), por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero, se observa que es necesario afrontar la reducción progresiva de las cantidades de residuos municipales biodegradables destinados a vertederos.

La Gomera cuenta con diez instalaciones de tratamiento de residuos. Cinco vertederos de residuos urbanos incontrolados (uno de ellos abandonado hace más de diez años), un vertedero de inertes incontrolado, tres centros de acumulación de chatarras, un punto limpio (en el núcleo de San Sebastián) y un complejo ambiental. Este complejo se encuentra situado dentro del término municipal de San Sebastián de La Gomera, en el denominado barranco de El Revolcadero, y dispone de un vaso de vertido impermeabilizado. Sin embargo, existe un gran problema asociado: el vaso del vertedero del complejo ambiental está próximo a colmatarse debido a la ausencia de políticas eficientes de prevención y gestión de residuos. Además, este vaso sufrió en el pasado varios incendios graves. De hecho, hasta 2013 se han producido varios conatos y zonas calientes localizadas en la parte más antigua del vaso. Esto ha provocado gran deterioro del entorno a su alrededor.

Dentro del modelo actual, es conveniente estudiar el estado del vertedero. Según datos del área de medioambiente del [Cabildo de La Gomera \(2015\)](#), el volumen autorizado de vertido es de unos 236.605 m^3 . En contraste con los datos del año 2010, es necesario matizar algunas cosas. Por ejemplo, debido al turismo, la corriente de RSU aumenta de forma considerable hasta un

20,6 %, alcanzándose las 15.000 toneladas anuales.

Resumiendo, en la isla de La Gomera, como en la mayoría de las islas del archipiélago canario, la gestión de residuos es un proceso que requiere un estudio serio por parte de las empresas y fuerzas políticas que están presentes en estas islas. En la actualidad el proceso es lineal. Se produce un bien (o se importa), se usa y se desecha. ¿Cómo se desecha? En estos momentos, sólo el 5 % de los RSU que se recogen se tratan en plantas de reciclado. El resto, la denominada “bolsa negra” se entierra en el vertedero del único complejo ambiental existente en la isla. Esto lleva a que cada cierto tiempo se tenga que ampliar la capacidad del único vertedero existente. Obviamente, las consecuencias de esta forma de proceder están claras: procesos de gestión de RSU ineficientes y mal gestionados, generación incontrolada de gases contaminantes de vertedero, incumplimiento de las políticas y objetivos europeos en materia de residuos, contaminación de espacios naturales e incremento de los costes de transporte y almacenamiento de residuos, entre otros.

4.3.1.1 Caracterización de los residuos de la isla

La última actualización oficial sobre composición y caracterización de los RSU en la Comunidad Autónoma de Canarias corresponde a [GOBCAN \(2010\)](#). En este documento se puede consultar la metodología seguida. Respecto a las cantidades de muestreo, a partir de camiones y palas cargadoras, se obtuvieron muestras representativas cuyo peso oscilaba entre 200 y 300 kg. Para cada muestra, se realizaron fichas y tablas de datos. De esta forma, en la isla de La Gomera se realizan seis muestras significativas (una por cada municipio). En la Tabla 4.3 se muestra la composición obtenida sobre la media de las muestras citadas. De esas muestras, el 32,4 % corresponde a la fracción orgánica, un 40,2 % al resto de los residuos que no son envases (plásticos, vidrios, férricos, etc.) y un 15 % para los envases.

4.3 Caso de estudio: la gestión de residuos en La Gomera

Tabla 4.3: Muestreo y composición de los residuos en la isla de La Gomera

Fracciones	Tipología	Kg	%	% relativo
Fracción orgánica	< 25 mm	22,0	9,5	29,3
	25 < x < 80 mm	16,3	7,1	21,8
	> 80 mm	15,9	6,9	21,2
	Residuos vegetales	20,8	9,0	27,7
Total fracción orgánica		75,1	32,4	100
Papel y cartón	Papel	15,3	6,6	53,5
	Cartón	13,3	5,7	46,5
Total papel y cartón		28,6	12,3	100
Envases	Polietileno baja densidad	15,9	6,9	45,8
	Bricks	4,8	2,1	13,8
	Férricos	2,2	1,0	6,4
	No férricos	1,8	0,8	5,3
	PET	1,6	0,7	4,6
	Polietileno alta densidad	1,7	0,7	4,8
	Polietileno alta densidad (color)	1,2	0,5	3,6
	PVC	0,0	0,0	0,1
	Otros plásticos	1,0	0,5	3,0
	Vidrio	3,0	1,3	8,6
	Maderas	1,4	0,6	4,2
Total envases		34,7	15,0	100
No envases	Plásticos	11,1	4,8	11,9
	Férricos	7,4	3,2	8,0
	No férricos	3,7	1,6	4,0
	Vidrio	0,0	0,0	0,0
	Otros	28,0	12,1	30,1
	Textiles	17,4	7,5	18,7
	Gomas y cueros	1,1	0,5	1,2
	Maderas	14,8	6,4	15,9
	Higiénicos sanitarios	2,7	1,1	2,9
	Aparatos eléctricos (RAEE)	4,4	1,9	4,7
	Inertes	2,7	1,2	2,9
Total no envases		93,2	40,2	100

4.3.2 Datos poblacionales

En 1960, La Gomera contaba con una población de aproximadamente 30.000 habitantes. A partir de ese momento, la población comenzó a descender progresivamente llegando al mínimo, unas 15.000 personas. Sin embargo, en los últimos años la población ha tenido una evolución creciente en la isla, alcanzándose, a lo largo de sus seis municipios, los 21.136 habitantes en el año 2018 ([MINECO, 2018](#)).

No obstante, esta cifra corresponde solamente a la población permanente y constituiría una aproximación demasiado simple para estudiar el flujo real de residuos de la isla. En este estudio se trabaja con la población equivalente, que además tiene en cuenta la población estacionaria y la población turística. Teniendo en cuenta lo anterior, el valor de la población equivalente para el año 2018 es de 27.776 habitantes. En la sección 4.4.3 se detalla este cálculo.

4.4 Materiales y métodos

4.4.1 Modelo del estudio

La Figura 4.4 representa el esquema del modelo propuesto para que la isla pueda gestionar de forma integral sus residuos y, al mismo tiempo, reducir la superficie actual del vertedero en casi un 90 %. De esta forma, sería posible plantear labores de repoblación y tratamiento de suelos para la recuperación medioambiental de la zona. Esto contribuirá a la restauración de los ecosistemas autóctonos con introducción de flora y fauna locales para la integración paisajística de la zona de vertedero y sus inmediaciones.

Como se ha dicho, el proceso actual de gestión de residuos es lineal y consiste en depositar los RSU en el vertedero después de la separación del 5 % para el reciclaje. El modelo propuesto de economía circular implementa un

proceso de gasificación para valorizar tanto el flujo diario como el depositado en vertedero hasta ahora. Las fracciones que se muestran en la Figura 4.4 son estimaciones que se han realizado con las pruebas piloto del tecnólogo.

Figura 4.4: Esquema del proceso propuesto en la isla de La Gomera

El proceso tiene dos partes: por un lado, ambas corrientes de residuos (vertedero y RSU) pasan por un proceso de separación y tratamiento. Una parte se recicla (10-15 %), otra se valoriza (40-60 %) y otra es de rechazo (5-10 %). De la corriente de residuos que se procesa para valorizar se obtiene combustible verde sólido recuperado (CSR-verde), que proviene de la fracción orgánica y combustible sólido recuperado (CSR) de la fracción inorgánica. Luego se gasifica para convertirlo en energía eléctrica.

Cada una de las fracciones representadas están en unas proporciones que se han identificado mediante el trabajo de caracterización comentado con anterioridad. De este modo, se propone una planta cuya maquinaria tiene disposición modular de cara a ocupar el menor espacio posible, ascendiendo como máximo a una superficie de 6.000 m^2 . Por tanto, la propuesta consiste en la implantación de un proceso de separación y tratamiento adaptados a flujos menores y de disposición modular para minimizar el espacio ocupado.

Con esto se conseguiría que la isla fuese autónoma en lo que a la gestión de sus residuos se refiere, sin necesidad de evacuar los mismos a otros centros de tratamiento. Además de valorizar los residuos transformándolos en combustible gasificable (es necesario destacar que no es un proceso de incineración), se generaría electricidad y se reduciría considerablemente el coste energético en la isla. Esto significa que es posible la implantación de un nuevo nudo de generación utilizando como combustible la materia extraída de la corriente de RSU no apta para reciclaje, en un punto estratégico para su máximo aprovechamiento, situado preferentemente en una zona cercana a los consumos.

La cantidad de residuos anuales que se tiene en cuenta es la proporcionada por el Cabildo de La Gomera. Según estos datos, la generación de residuos ronda los 11.900–12.650 toneladas anuales. Sin embargo, el histórico muestra que hay años en los que debido al turismo de la isla, esta cantidad alcanza las 15.000 toneladas anuales (es el caso del año 2011). Así mismo, existe un porcentaje alto del flujo de residuos que no se está aprovechando para reciclar. Por otro lado, abordando la directiva europea vigente ([EC, 1999](#)), hay que tener en cuenta la necesidad de reducir progresivamente las cantidades de residuos municipales biodegradables destinadas al vertedero.

Más aún, sobre la base de este objetivo normativo y con la idea de contribuir a una mejora medioambiental, se proponen operaciones de *landfill-mining* para el vaciado del vertedero, reacondicionando y replantando la zona hasta recuperar su valor original. En el estudio realizado, los residuos se tratan en la misma planta donde se trata el flujo de RSU de la recogida diaria. Por tanto, en esta planta se gestionaría la totalidad de los residuos asimilables a urbanos producidos en La Gomera.

4.4.2 Cálculo de las emisiones del vertedero

El modelo teórico que se asume para calcular las emisiones de CH_4 y CO_2 , en un vertedero de emisiones no controladas, se basa en la siguiente ecuación cinética de primer orden:

$$Q_{CH_4} = L_o \cdot R \cdot (e^{-kC} - e^{-kt}) \quad (4.1)$$

Donde: Q_{CH_4} es la cantidad de metano en el tiempo t (Tn/año); L_o es el potencial de generación del metano (Tn Q_{CH_4} /Tn basura); R es la media anual de basura (Tn basura/año); k es el ratio de generación de metano (1/año); C es el tiempo desde la clausura del vertedero (año) y t es el número de años desde la primera deposición.

En este caso, según el IPCC, el índice de generación de metano toma un valor de 0,04 para el clima de la zona. El tiempo de clausura del vertedero es cero (todavía está activo). Asimismo, el tiempo transcurrido desde las primeras deposiciones corresponde a un valor de 14 años.

Por otro lado, para calcular L_o se aplica la siguiente fórmula:

$$L_o = DOC \cdot DOCf \cdot s \cdot F \cdot MCF \quad (4.2)$$

Donde: DOC es la fracción de carbón orgánico degradable en la basura (adimensional); $DOCf$ es la porción de DOC que se convierte en gas de vertedero (adimensional); s toma el valor de 16/12 (factor estequiométrico para convertir carbón en CH_4 , adimensional); F es la fracción de CH_4 en el gas vertedero (adimensional); MCF es el factor de corrección del metano e indica la cantidad de metano en el gas relativo a un vertedero (adimensional). En este caso, se asume como valor de este parámetro la unidad (vertedero gestionado).

En un vertedero, solo una fracción del DOC se descompone realmente en condiciones anaeróbicas (DOCf) y se convierte a CH_4 y CO_2 . El resto se almacena en el vertedero como materia orgánica estable o se degrada a través de otros procesos. En este estudio, se considera un valor predeterminado de DOCf de 0,5 según lo recomendado por el IPCC en base a varios estudios experimentales. Por último, de acuerdo con IPCC (2002, 2006), para la fracción de metano en el gas del vertedero (F), se toma el valor 0,5.

Dado que no toda la materia orgánica se puede descomponer, la fracción de DOC considera la fracción de carbono orgánico que es accesible a la descomposición bioquímica, dependiendo de la composición de los residuos. En este trabajo se ha tenido en cuenta la variabilidad de los datos de la composición de los residuos, así como los rangos para el contenido de residuos de carbono orgánico degradable. En este sentido, el contenido de DOC está expresado en la ecuación 4.3. Es esencial para el cálculo de la generación de metano y depende de la composición de los residuos y varía según su localización (Kumar et al., 2004).

$$DOC = 0,4 \cdot A + 0,17 \cdot B + 0,15 \cdot C + 0,30 \cdot D \quad (4.3)$$

Donde A es la proporción de carbono en papel, cartón y textiles de los residuos (%); B es la fracción de carbono correspondiente a los desechos de jardines, parques u otros desechos orgánicos putrescibles, excepto alimentos (%); C es la proporción de carbono en los residuos de alimentos (%); D es la cantidad de carbono en los residuos de madera y paja (%).

4.4.3 Estimación de la población futura en La Gomera

Las hipótesis sobre la evolución futura de los tres fenómenos demográficos que forman parte del crecimiento de la población (natalidad, mortalidad y migraciones), se establecen a partir de las cifras observadas para cada uno

de ellos. Para los nacimientos y las defunciones se ha partido de las cifras del Movimiento Natural de Población. Los nacimientos futuros se han calculado a partir de las tasas de fecundidad proyectadas partiendo de las observadas en los años 2002 a 2004, mientras que las tasas de mortalidad se han calculado aplicando coeficientes anuales de mejora. Para los movimientos migratorios las hipótesis se establecen a partir de los datos observados en la Estadística de Variaciones Residenciales que se obtiene de las variaciones registradas en la base padronal del Instituto Nacional de Estadística (INE).

Como se explicó en la sección 4.3.2, para realizar las estimaciones de población equivalente total se ha tenido en cuenta que ésta se compone de la población permanente, la población estacional correspondiente a la ocupación de las viviendas secundarias y la población turística.

La población estacional de las viviendas secundarias se estima en función de los días de estancia al año y número de habitantes por vivienda. De acuerdo con los datos disponibles, se ha empleado como hipótesis de cálculo una tasa de ocupación en las viviendas secundarias igual a la de viviendas principales (habitantes por vivienda) y considerando un periodo de estancia medio de 60 días. La población turística equivalente se obtiene a partir de los datos sectoriales registrados, cuyas fuentes provienen del ISTAC y de la Consejería de Turismo, Cultura y Deportes del Gobierno de Canarias. Estos datos se combinan según la formula siguiente para obtener la población equivalente debida al turismo.

$$P_{eq} = n \cdot G \quad (4.4)$$

Donde n es número de plazas turísticas y G es el grado de ocupación. Por tanto, la Tabla 4.4 muestra población equivalente estimada para el periodo comprendido entre 2016 y 2025.

Tabla 4.4: Estimación poblacional de la isla de La Gomera 2016-2025 (en miles de habitantes)

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Población	26.908	27.340	27.776	28.211	28.641	29.078	29.510	29.938	30.369	30.794

4.4.4 Estimación de la energía generada por el flujo de residuos

El volumen actual ocupado por los residuos sólidos urbanos es de 227.500 m^3 . Para este estudio se asume una densidad media 650 kg/m^3 . Además, según los estudios y estimaciones realizados sobre los residuos valorizables del vertedero de la isla de La Gomera, y de acuerdo con el tecnólogo con el que se ha realizado el modelo (Alonso, 2015), se estima que esta instalación contiene del orden de un 40 % de material tipo suelo o tierra, un 40 % apto para combustible, entre un 10–15 % que se puede reciclar (metales y vidrios) y un 5–10 % que será de rechazo.

En vista de lo expuesto, aunque es necesario contar con las imprecisiones del modelo, los resultados son alentadores y animan a continuar los estudios para optimizar la gestión de los RSU.

En la Tabla 4.5 se muestra la estimación de RSU generados hasta el 2025 con sus fracciones de destino: reciclaje, rechazo y combustible para convertir en energía (CSR). Respecto a la cantidad de residuos que se extraerá anualmente procedente del vertedero, se considera un valor de 147.875 Tn. Sin embargo, como se observa en la Tabla 4.6, a esta cantidad se le debe descontar la alta proporción de tierra y áridos que contiene.

Tabla 4.5: Estimación de residuos sólidos municipales para la isla de La Gomera 2016-2025 (en toneladas)

Flujo	Porcentaje (%)	AÑO										TOTAL
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Fracción reciclada	30	3.442,18	3.497,44	3.553,22	3.608,86	3.663,87	3.719,77	3.775,03	3.829,79	3.884,92	3.639,29	36.614,36
Fracción rechazada	10	1.147,39	1.165,81	1.184,41	1.202,95	1.221,29	1.239,92	1.258,34	1.276,60	1.294,97	1.213,10	12.204,79
Combustible energético	60	6.884,35	6.994,88	7.106,43	7.217,72	7.327,74	7.439,54	7.550,06	7.659,58	7.769,84	7.278,58	73.228,73
TOTAL	100	11.473,92	11.658,13	11.844,05	12.029,54	12.212,90	12.399,24	12.583,43	12.765,96	12.949,74	12.130,97	122.047,88

Tabla 4.6: Características de los residuos del vertedero de la isla de La Gomera

Flujo de residuos	Densidad (kg/m³)	Volumen (m³)	Cantidad (Tn)	Cantidad anual (Tn/año)
Residuos vertedero	650,0	227,5	147.875	-
Flujo procesado		Porcentaje (%)	Cantidad (Tn)	Cantidad anual (Tn/año)
Tierra y áridos		40	59.150,00	5.915,00
Fracción reciclada		10	14.787,50	1.478,75
Fracción de rechazo		8	11.830,00	1.183,00
Combustible energético		42	62.107,50	6.210,75
TOTAL		100	147.875,00	14.787,00

4.5 Resultados

En la Figura 4.5 se muestra el diagrama del proceso de conversión de energía y su contribución al marco energético global de la isla. De la figura 4.5 se deduce que no es despreciable la energía procedente de los residuos y, además, se aportaría una fuente de energía distinta de los motores diésel que actualmente conforman el mix energético de La Gomera. Según datos de [Red Eléctrica de España \(2019\)](#), el precio medio de generación de electricidad en La Gomera durante el año 2018 fue de 215,35 €/MWh. No cabe duda que estos 26.000 MWh aproximados generados al año por la valorización, ayudarían a aliviar la factura eléctrica en este subsistema

Figura 4.5: Diagrama propuesto de valorización energética de residuos para La Gomera

En las figuras 4.6 y 4.7, es posible comparar la evolución de la gestión de residuos y la valorización energética para el período 2016-2025. En la Figura 4.6 se representa las cantidades de residuos destinadas a la valorización y al reciclaje. Una observación interesante es que, si se compara con la situación actual, este modelo lleva consigo la implementación de niveles muy superiores de reciclaje a los obtenidos con las políticas de gestión anteriores.

Figura 4.6: Comparativa de los niveles de reciclaje y valorización en el horizonte 2016-2025

En la Figura 4.7 se muestra la energía que se obtendría con el nuevo nudo de generación que se podría implementar a base de la valorización energética. Aunque, como se dijo antes, la valorización energética no es el primer paso de la política europea de residuos, dadas las características del archipiélago se trata de una solución que mejora notablemente la tasa de reciclaje (se implementa un proceso de separación y tratamiento de residuos), reduce el depósito en vertedero y contribuye con un aporte energético nada despreciable.

Figura 4.7: Valorización energética para el periodo 2016-2025

Por último, la Figura 4.8 corresponde a las emisiones de CH_4 y CO_2 que se ahorrarían en el horizonte propuesto con la realización del *landfill mining*. Las cifras que se muestran corresponden a lo que generaría anualmente la recolección y depósito de RSU a vertedero según la situación actual.

4.6 Discusión

Primero, al igual que ocurre en materia energética, es importante concretar de forma adecuada las políticas y regulaciones específicas en materia residuos en estos pequeños sistemas aislados. Como exponen [Uche-Soria y Rodríguez-Monroy \(2019\)](#), dado su carácter aislado y su pequeño tamaño, los SEIE presentan limitaciones y condicionantes propios que afectan, no sólo al suministro eléctrico, sino también a la gestión eficiente, tanto de la generación de energía como de la gestión y tratamiento de residuos urbanos. Estas peculiaridades dan lugar a que los costes de inversión y explotación

Figura 4.8: Evolución del ahorro de las emisiones de CO_2 y CH_4 en la isla de La Gomera 2016-2025 (sin implementar modelo)

sean superiores a los de un sistema continental interconectado.

Segundo, [Santamarta et al. \(2014\)](#) exponen que existe una problemática a tener en cuenta en la gestión de RSU en espacios insulares de todo el mundo. En este caso, las instalaciones son insuficientes y no suelen tener en cuenta en su dimensionamiento la importancia del turismo. Debido a la peculiaridad de estos ecosistemas no resulta fácil ubicar los vertederos y es complicado lograr unas economías de escala adecuadas a las necesidades existentes. A modo de ejemplo, como se mencionó en el capítulo 3, en estos territorios los costes de generación eléctrica son mayores durante la noche, cuando las demandas son bajas. Esto era debido a que la eficiencia de los motores de gran tamaño desciende al cubrir demandas valle. Algo parecido sucede con la gestión de los residuos. Los pequeños flujos originados y la escasa inversión en políticas de gestión eficiente en materia de residuos hace que el coste de gestión, tratamiento y valorización sea mayor que en otros entornos.

Tercero, recientemente [Ramos-Suárez et al. \(2019\)](#) han elaborado un estudio sobre la producción de biogás a partir de estiércol animal producido en granjas de las Islas Canarias. Con los datos que estiman, puede representar una fuente adicional de energía para producir calor y electricidad. Con una producción total de casi 500.000 toneladas de estiércol por año, el potencial de biogás puede alcanzar los 27,1M m^3 /año, con una capacidad instalada equivalente de capacidad de 6,8 MWe. El ahorro potencial de emisiones de GEI debido a la producción anual de biogás a partir de estiércol animal podría alcanzar más de 55.000 toneladas de dióxido de carbono equivalente. Es cierto que desde hace tiempo se vienen realizando diversas experiencias en otras islas europeas ([Camilleri-Fenech et al., 2018](#)). En este sentido, los resultados muestran que es posible mejorar el rendimiento de la gestión de residuos a un coste razonable. [Jofra et al. \(2011\)](#) aportan diversas ideas para mejorar la gestión de residuos en las islas: desde la implementación de los sistemas de gestión y recolección de basura hasta el ajuste de las tasas de generación de los residuos.

Cuarto, en el caso de los desechos forestales y agrícolas, aunque éstos pueden convertirse en una actividad económicamente rentable, se echa en falta gestores y datos fiables sobre aquellos desechos que abundan en estas islas: plátanos, tomates y otros desechos que prevalecen en estos entornos. Probablemente, esto se deba a una mezcla de falta de conocimiento, escasa investigación por escasez de recursos para afrontar estudios y la falta de cultura en lo que a sostenibilidad y economía circular se refiere.

Quinto, según los últimos datos publicados por el Gobierno de Canarias ([GOBCAN, 2018](#)), en el archipiélago canario existe desde el año 2008 una única planta de biogás de aprovechamiento de residuos sólidos urbanos en el Complejo Ambiental de Arico, en la isla de Tenerife. La potencia de dicha instalación es de 1,6 MW y durante el año 2017 vertió a la red eléctrica 8.915 MWh, lo que supuso un aumento del 1 % respecto al año anterior. Por otra parte, en 2013 empezó a verter energía eléctrica a la red la planta de

biometanización de Zonzamas (Lanzarote), la cual dispone de dos motores de 1.048 MW cada uno. Durante el año 2017 la planta exportó 588 MWh, un 15,1 % menos que la anualidad anterior. Por tanto, para Canarias la producción eléctrica mediante esta fuente de energía en 2017 fue de 9.502 MWh, casi un 2 % superior que en el año 2016. En la Figura 4.9 se puede observar cómo ha sido la evolución anual de la producción de energía de origen biomasa en las dos únicas islas del archipiélago que contribuyen a esta modalidad.

Figura 4.9: Evolución anual de la producción de energía de origen biomasa

Sexto, Canarias tiene todavía un elevado margen de mejora en el camino hacia la economía circular. El archipiélago tiene un compromiso histórico con la sostenibilidad, posee excelentes bancos de ensayo (cada isla es diferente) y es un magnífico modelo para transferir tecnología sostenible a regiones como África (Ortega, 2017). En la actualidad, en Canarias hay diversos proyectos I+D+i, así como diversas iniciativas de sectores como la biotecnología de microalgas (vinculada al sector emergente de la economía azul). Sin embargo, estos entornos aislados siguen estando lejos de los objetivos europeos en materia de residuos.

Séptimo, las características limitantes del territorio impiden en gran medida las actividades de recolección, transporte, almacenamiento, tratamiento y eliminación de residuos, e implican altos costes de gestión agravados por la necesidad de transferir los residuos hasta áreas remotas. La problemática común en los territorios aislados se puede resumir como sigue: reducido número de instalaciones para tratamiento o eliminación, prioridad al turismo frente al plan de ordenación territorial de residuos previsto, escasez de territorio para ubicar los vertederos, rápida colmatación y complejidad para lograr economías de escala.

La gestión de los RSU en la isla de La Gomera y en el resto del archipiélago canario sigue dependiendo casi exclusivamente de los vertederos. Esto degrada los recursos naturales y produce emisiones de gas metano (CH_4), un gas de efecto invernadero más potente que el dióxido de carbono (CO_2) (Tan et al., 2014). Ante este mismo hecho, Tan et al. (2015) realizaron un estudio en Malasia desde el punto de vista energético, económico y ambiental sobre las posibles soluciones para el uso energético de los residuos. En el caso de La Gomera, la composición de los residuos y las peculiaridades del entorno reducen considerablemente las tecnologías. No obstante, faltan estudios en colaboración con las instituciones públicas y empresas del sector para abordar soluciones tecnológicas para el conjunto del archipiélago. Para lograr esto, la caracterización de los RSU, su potencial de conversión energético, su composición y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) proporcionan información valiosa para tomar decisiones en las políticas de gestión de los RSU.

4.7 Conclusiones del capítulo

Es clave implementar políticas de residuos que estén encaminadas a mejorar, no solo la gestión integral de los RSU, sino plantear metas que están pendientes de abordar desde hace muchos años y que contribuyen a lograr

hacer realidad el concepto de sostenibilidad en estos entornos. En este sentido, la insularidad de la gestión de residuos urbanos (recogida, transporte, tratamiento, reciclaje y eliminación), la recuperación de residuos peligrosos, su valorización económica, técnica y ambiental o la realización de campañas de comunicación y capacitación, son cuestiones pendientes que no se pueden olvidar. Dicho de otra manera, todo esto sería más efectivo si se pensara en clave de sostenibilidad desde el principio de la cadena de producción (diseño sostenible), de tal forma que, además de tener soluciones tipo *Waste to Energy* (WtE), se pudieran barajar otras como *Waste to Material* (WtM).

Dentro de este concepto de *landfill mining*, se quiere hacer notar que se agrupa la recuperación de materiales residuales depositados en vertederos para su uso posterior como materiales secundarios y, cuando esto no sea posible, su valorización y reaprovechamiento energético. Un ejemplo concreto es el caso de los metales obtenidos de dicho proceso. Éstos tienen un valor inferior en el mercado con respecto a sus homónimos vírgenes, especialmente en el caso de los productos más sensibles a la degradación. Sin embargo, la recuperación de estos materiales puede aliviar la importación de metales.

Por último, se han tratado de mostrar una solución que tenga en cuenta el modelo de economía circular como un sistema regenerativo en el que la entrada y salida de recursos, las emisiones y las fugas de energía se minimizan al ralentizar, cerrar y reducir el material y los circuitos de energía. Es obvio que el camino aún es arduo y que los entornos aislados van detrás de los sistemas continentales, pero es fundamental ir proponiendo estudios y medidas que animen a concienciar y a tomar medidas en este punto.

Capítulo 5

LA GESTIÓN DE RESIDUOS EN LOS PUERTOS CANARIOS. UN ENFOQUE DESDE LA ECONOMÍA CIRCULAR

5.1 Introducción

En el capítulo anterior se ha profundizado en el concepto de economía circular para mejorar la gestión de residuos sólidos urbanos en la isla de La Gomera. Sobre esta idea, con el fin de contribuir en aspectos que incidan positivamente en la mejora de la planificación energética del SEI canario, este capítulo aborda la propuesta de un modelo eficiente de gestión de residuos para los puertos canarios. Este modelo tiene como referencia los conceptos de economía circular y valorización energética. Con esto, se logra tres objetivos: (i) contribuir a la conservación del medio ambiente, (ii) mejorar un aspecto tan relevante como la gestión integral de residuos, y (iii) contribuir al ahorro de energía en sistemas eléctricos aislados.

5.1.1 Motivación

Al analizar la evolución de las principales magnitudes energéticas del SEI canario (cfr. Tabla 2.3) llama la atención que los derivados del petróleo suministrados a los usuarios finales absorban la mayor parte de la demanda energética final, alcanzando el 80,02 % del total en 2017. El 19,98 % restante se divide en electricidad (19,75 %) y energía solar térmica (0,23 %). Al repasar la Figura 2.4 del capítulo 2, se pueden hacer algunas consideraciones. Por un lado, según [Fokaides y Kylili \(2014\)](#); [Guerrero-Lemus et al. \(2015\)](#); [Kuang et al. \(2016\)](#); [Marrero y Ramos-Real \(2010\)](#); [Mendoza-Vizcaino et al. \(2016\)](#), se confirma la necesidad de planificar y unir fuerzas para desarrollar e implementar nuevos sistemas de generación de energía para entornos aislados, que deberían lograr reducir los costes y resolver los problemas asociados a sus singularidades. Esto debe traducirse en nuevas acciones como, por ejemplo, mejorar el marco regulatorio específico existente para fomentar tecnologías de generación eléctrica con costes más razonables ([MINETUR, 2014, 2015b](#); [MITECO, 2018](#)). Por otro lado, tomando los estudios de [Ng y Song \(2010\)](#) y

[Iñiguez et al. \(2016\)](#) como referencias en el contexto de un archipiélago como las Islas Canarias, esta fuerte dependencia de los suministros de energía basada en los productos petrolíferos, hace recordar las interacciones entre las operaciones marítimas en estos muelles y el medio ambiente. De hecho, las Islas Canarias tienen una considerable densidad de tráfico marítimo en relación con su población, lo que lleva a considerar la posibilidad de canalizar los residuos generados por el tráfico marítimo hacia una valorización energética para satisfacer parte de las necesidades del puerto.

En este contexto, los residuos generados por buques hacen referencia a todos los desechos, incluidas las aguas residuales (por ejemplo, sentinas) y los residuos producidos durante la operación del buque. Esto incluye aquellos derivados de barcos de pesca, embarcaciones de recreo y desechos de carga. En los puertos de Canarias, los principales residuos son generados por la carga, la maquinaria y el mantenimiento de los buques. Las consecuencias ambientales se pueden ver desde diferentes perspectivas según sus tres categorías generales: hidrocarburos, orgánicos y basura flotante.

Los efectos de los hidrocarburos son muchos y variados, en concreto: disminuyen la penetración de la luz solar en el agua y afectan a diferentes organismos vivos (más visibles en las plumas de las aves, las branquias de los peces y las comunidades del fondo marino). Así mismo, liberan otras sustancias tóxicas para el ecosistema, afectan a las infraestructuras de barcos y diques y, por último, dañan la imagen pública del transporte marítimo y los muelles en general. La materia orgánica en exceso puede tener consecuencias similares en el ecosistema marino, además de otras como el aumento de la producción primaria, de la tasa de uso de oxígeno, de la anoxia (deuda de oxígeno) y otros efectos sobre el oxígeno disuelto. La basura flotante no es menos dañina. Se ha estimado que anualmente se tiran al mar $6.400.000\text{ m}^3$ desde embarcaciones. Los aportes terrestres se estiman en 700.000 kg/día , y se han contabilizado hasta 30 flotantes por km^2 por observación desde los barcos. Otros cálculos estiman que la cantidad de plásticos presentes en los

fondos marinos es 150 veces la cantidad de flotantes. Otros informes técnicos han estimado que se pueden encontrar 1000 flotantes por metro lineal flotando en las playas y aluden que, mediante una estimación microscópica, el

Figura 5.1: Diferencias entre la gestión de residuos marinos y terrestres

Dicho esto, hay que tener en cuenta otros problemas frecuentes en de la gestión de residuos marinos. En primer lugar, los residuos y sus cantidades son heterogéneos y son frecuentes las mezclas de diferentes tipos de residuos, lo que dificulta su manejo (Marpol I con trapos, vidrio, cerámica, plásticos, madera, metales, papel y cartón). En segundo lugar, hay desechos de embarcaciones marinas que no se consideran como tales (desechos pirotécnicos, aceites vegetales, sentinas u otras sustancias contaminantes), y otros residuos que no se consideran Marpol (baterías eléctricas desechadas, restos de material de trabajos de mantenimiento y residuos de pesca). Por último, los desechos de buques que requieren una gestión específica pueden ser mal

gestionados, lo que combinado con métodos de recepción inadecuados para embarcaciones pequeñas, a menudo hace que los sistemas de gestión sean difíciles de implementar.

5.1.2 Revisión de literatura

La literatura existente sobre la contaminación marina, en sentido amplio, es variada y abundante. Sin embargo, cuando el objeto de estudio se limita a los sistemas de gestión de residuos de los puertos, no se encuentran tantas referencias. [Di Vaio et al. \(2019\)](#) realizaron un estudio sobre los sistemas de control de gestión (SCG) para respaldar la toma de decisiones por parte de la Autoridad Portuaria y evitar efectos ambientales negativos en los puertos marítimos. Estos autores centran su trabajo en la gestión de la información y en la relación de los diferentes actores para un caso específico en Italia. Asumen que todavía no existe un SCG que se centre en los residuos. [Di Vaio y Varriale \(2018\)](#) indican que las regulaciones actuales no brindan ayuda específica a los operadores portuarios con respecto a las herramientas de gestión efectivas que pueden adoptar para garantizar la protección del medio ambiente. Sobre esta idea desarrollan una propuesta de gestión conceptual a favor de la sostenibilidad ambiental de los puertos marítimos. Sin embargo, es cierto que esta propuesta carece de validación práctica por ser puramente conceptual. Así mismo, aplicado a los puertos de Nigeria, [Onwuegbuchunam et al. \(2017\)](#) sugieren un modelo integrado para reforzar el débil marco administrativo de control de la contaminación marina en los entornos portuarios. Esta debilidad, como ocurre en numerosos puertos del mundo, es el resultado de la subcontratación de los sistemas de gestión de residuos. Sería interesante extrapolar el estudio a otros puertos con características similares.

También faltan estudios que evalúen económicamente el impacto ambiental de los contaminantes generados por las operaciones rutinarias de los navíos. [Banfi et al. \(2000\)](#) indican que los costes externos generados por el

transporte marítimo se deben cuantificar para los países de la Unión Europea. La idea de este estudio es proporcionar una guía que pueda contribuir al desarrollo de la política de transporte de la Unión Europea. Por su lado, [Etkin \(2003\)](#) realizó una evaluación del riesgo de casi 52.000 derrames de petróleo en las vías fluviales de los Estados Unidos. Los resultados de este estudio revelaron que el mayor riesgo para las vías navegables interiores se debe a derrames en las tuberías del crudo. En este sentido, [Camphuysen \(2007\)](#) observa que hay una escasez de estudios a largo plazo e información fácilmente disponible y comparable, lo que limita la comprensión de los verdaderos impactos de la contaminación de hidrocarburos en el medio marino. Además, por desgracia, los estudios académicos y técnicos que se realizan parecen jugar un papel muy pequeño en la toma de decisiones en las operaciones de limpieza después de los incidentes de petróleo. Un estudio realizado en Israel ([Adler y Inbar, 2007](#)) analiza las diferentes maneras en que los derrames de petróleo pueden afectar a los ecosistemas naturales costeros. En este estudio, se concluye que la sensibilidad de la costa mediterránea israelí a los derrames de petróleo podría considerarse moderada, en comparación con otros ecosistemas frágiles. Esto se debe principalmente a la morfología de las playas arenosas y la alta exposición de la mayoría de los tipos de playas a los procesos de limpieza natural. Aun así, a lo largo de la costa mediterránea del sudeste hay ecosistemas, hábitats y recursos costeros que son sensibles a los derrames de petróleo. Por otro lado, [Gómez et al. \(2015\)](#) proponen un procedimiento que combina parámetros e indicadores rigurosamente seleccionados para estimar el riesgo ambiental en los puertos nacionales. De esta manera, los administradores portuarios y las autoridades locales pueden clasificar jerárquicamente los peligros ambientales y proceder con la gestión más adecuada.

A su vez, [Liu y Wirtz \(2006\)](#) profundizaron en las cinco categorías principales de costes diferentes después de un derrame de petróleo y cubrieron la brecha de los análisis anteriores agregando los costes relacionados con la investigación. Lo que está claro es que las circunstancias que rodean la res-

puesta a un incidente de derrame de petróleo son complejas y únicas ([Etkin, 1999](#)), por lo que predecir los costes es difícil y arduo.

Por otro lado, si solo se presta atención a lo que sucede en los puertos, es fácil ver que hay muchos menos estudios que evalúen alternativas atractivas y sistemas eficientes de gestión de la energía. [Moreno-Gutiérrez et al. \(2019\)](#) describen y comparan varios métodos para calcular el consumo de energía y las emisiones de los buques. También analizan diversos factores que afectan a la idoneidad de cada uno y sugieren un nuevo método más ajustado a la realidad de los puertos. Además, el estudio presentado por [Kumar et al. \(2019\)](#) presenta una revisión detallada de los aspectos técnicos y prácticos en el modelado de una red portuaria para el suministro de energía desde tierra. Este estudio también menciona el modelado a través de redes inteligentes para facilitar el suministro de energía y la carga de las baterías de los buques. Finalmente, [Yigit y Acarkan \(2018\)](#) también utilizan las redes inteligentes para sugerir un nuevo enfoque para la suministro de energía eléctrica de buques que utilizan fuentes de energía mixtas en puertos. En este estudio, se tuvieron en cuenta las combinaciones de energía fotovoltaica, turbinas eólicas, almacenamiento de energía y cuatro tipos de combustibles marinos. Los resultados muestran que este planteamiento contribuirá al desarrollo de conceptos de barcos inteligentes, puertos verdes y ciudades sostenibles.

Para estudiar y proponer alternativas de mejora con relación a la gestión de residuos en entornos portuarios, es necesario recurrir al concepto de economía circular. Hay muchos estudios que abordan este concepto (en la sección 7.1 se discute sobre esto). Delimitando uno de sus significados, [Carpenter et al. \(2018\)](#) realizan un estudio en el puerto de Gävle (Suecia), en el que los materiales de dragado contaminados ayudan a crear nuevas tierras utilizando los principios de la economía circular. Es interesante cómo este documento demuestra que el uso de los principios asociados con el concepto de economía circular puede ser una forma viable de asegurar el futuro del puerto y contribuir a la sostenibilidad de la ciudad o región donde opera.

Aunque el marco regulatorio es conocido, conviene distinguir los diferentes niveles en los que se enmarca la actual legislación portuaria en materia de residuos (cfr. Figura 5.2). A nivel internacional, se tiene la Convención Internacional de 1973 para prevenir la contaminación marina causada por buques, modificada por el protocolo de 1978, comúnmente llamada “Marpol 73/78”. Los cinco anexos de la Convención contienen las reglas que se aplican según las fuentes contaminantes (residuos sólidos, aceites, productos químicos, hidrocarburos o contaminantes atmosféricos). La convención también ha sido modificada por el protocolo de 1997, que aprobó el sexto anexo. Sin embargo, este protocolo no ha sido ratificado por un número suficiente de países para que entre en vigor. Así mismo, se han realizado varias revisiones de este reglamento, como la edición consolidada de 2002 ([International Maritime Organization, 2002](#)) o la última modificación correspondiente a la introducción de varias enmiendas adicionales para la prevención de la contaminación por los buques ([International Maritime Organization, 2018](#)).

Figura 5.2: Marco regulatorio en materia de residuos para las zonas portuarias

La energía adicional para cubrir los picos de cruceros y otros barcos sería suministrada por gas natural licuado (G2). Esta disposición ofrecería una solución óptima para las necesidades actuales de gestión de residuos, cumpliendo con las normas europeas sobre reciclaje, valorización y eliminación de estos residuos. También podría reducir el consumo de energía del archipiélago.

Se trata de un modelo que integra la gestión de residuos sólidos en el entorno portuario con la producción de energía a partir de estos residuos. Por lo tanto, la fracción reciclable puede clasificarse y la energía puede generarse a partir de materiales que de otra manera no tienen valor (cfr. Tabla 5.1). De esta manera, aparece una fuente de generación eléctrica casi gratuita que puede abastecer la demanda principal del puerto si está respaldada por gas natural licuado transportado a través del gasoducto virtual desde la planta proyectada para el nuevo puerto en Granadilla (sur de Tenerife).

Antes de continuar, merece la pena explicar la Figura 5.3, ya que muestra el procedimiento de estudio. Sobre la base de los datos obtenidos de la Autoridad Portuaria, los residuos a tratar deben cuantificarse y caracterizarse. Las cantidades de residuos clasificadas en el anexo V del Convenio Marpol son insuficientes para la generación de electricidad. Por esta razón, los flujos de RSU de las empresas que operan en el puerto de Santa Cruz también se incluyen aquí. Los residuos que se tratarían en la planta de procesamiento están compuestos por vidrio, caucho, escombros, pañales desechables y otros productos de celulosa, materia orgánica, papel y cartón, películas plásticas, materiales férricos y no férricos, textiles, madera, otros plásticos y baterías. Estas fracciones se han caracterizado de acuerdo a las muestras que se analizaron en el periodo de estudio, lo que ayudó a determinar el potencial aproximado de valorización y el dimensionamiento de la planta necesaria.

Habría que decir también que un factor importante para este modelo es la naturaleza estacional de los flujos de residuos. Los datos de la Autoridad Portuaria proporcionan una idea de la disponibilidad mensual de los residuos

para planificar los sistemas de recepción, almacenamiento y gestión. También ayudan a estimar los meses más críticos con respecto a la demanda de electricidad. A diferencia de la costa mediterránea, en el caso canario la temporada baja coincide con los meses de mayo, junio y agosto. Durante el resto del año, la isla recibe una gran cantidad de turistas que escapan temporalmente de los países más fríos y cuyas necesidades se abastecen a través del puerto. En el caso de los dos puertos principales de las Islas Canarias, los datos de Marpol V recopilados por año estiman unas cantidades de 16.450 m^3 para la provincia de Santa Cruz y 39.481 m^3 para el puerto de Las Palmas de Gran Canaria.

5.2.2 Datos de la gestión de residuos

Actualmente, los muelles de la provincia de Santa Cruz de Tenerife reciben residuos Marpol V de los barcos que utilizan sus servicios. Debido a que diversas instalaciones industriales y comerciales también están ubicadas dentro del recinto portuario, existe una red de recolección selectiva de materiales reciclables y a granel de la fracción restante. El flujo total de ambas corrientes se envía a los centros de procesamiento y al vertedero, según corresponda. De acuerdo con la última serie de datos del puerto de Santa Cruz, el flujo medio es de 21.020 m^3 de Marpol V y 65.709 m^3 de residuos sólidos generados por las compañías autorizadas dentro del puerto. Sobre la base de este volumen, la zona portuaria podría considerarse como un centro independiente de tratamiento de residuos.

Los servicios de recogida y recepción de residuos del puerto operan continuamente, los 365 días del año. En el recinto portuario, no hay plantas de tratamiento los residuos que se generan. De acuerdo con los datos disponibles, hubieron 2.927 servicios de recepción de residuos en 2015 en los muelles de Santa Cruz (sin considerar otros puertos asociados en la misma provincia, como La Palma, El Hierro, La Gomera o Los Cristianos), con un volumen

total de residuos sólidos de 15.715 m^3 (Marpol V). Asimismo, para los años 2013 y 2015, existe una evolución creciente de Marpol V generada en los puertos occidentales del archipiélago. El promedio de Marpol V generado en las cuatro islas occidentales (La Gomera, La Palma, Tenerife y El Hierro) alcanza el valor de 21.019 m^3 . Como se dijo, en este estudio también se han incluido aquellos residuos que no pertenecen al Anexo V y que aún no se han gestionado. La Tabla 5.1 muestra la recolección anual promedio en los muelles de Santa Cruz y la fracción que se evaluará.

Tabla 5.1: Estimación anual de los residuos del muelle de Santa Cruz no incluidos en los anexos del Convenio Marpol (Datos proporcionados por Canary Bionergy S.L.)

Puerto de Santa Cruz de Tenerife 2015 (kg/año)					
Residuo	Destino	Estimación	Valorización	Reciclaje	No aprovechable
RSU	Valorización	254.830	254.830	-	-
Cartón	Valorización	7.858	7.858	-	-
Cartón	Reciclaje	2.040	-	2.040	-
Plástico	Reciclaje	1.144	-	1.144	-
Madera	Valorización	12.610	12.610	-	-
Tierra	Vertedero	67.238	-	-	67.238
Carreteras	Vertedero	64.700	-	-	64.700
Poda vegetal	Valorización	10.500	10.500	-	-
Cables	Valorización	11.220	11.220	-	-
TOTAL			297.018	3.184	131.938

La Tabla 5.2 muestra un resumen de los datos referidos al periodo 2013–2016, clasificando los residuos en papel, plástico y RSU y similares. Es importante destacar que el volumen de residuos generados por dichas empresas aumenta cada año, una clara señal de la tendencia creciente del turismo y sector servicios en la islas.

Tabla 5.2: Residuos generados por empresas con licencia que operan en los muelles de Santa Cruz en el período 2013-2016 (Datos proporcionados por Canary Bioenergy S.L.)

Residuo (m ³)	2013	2014	2015	2016
Papel	4.080,00	5.120,00	6.160,00	7.558,20
Plástico	4.264,00	4.896,00	5.528,00	6.136,08
RSU	52.854,40	58.281,60	65.708,80	73.593,86

5.2.3 Datos del consumo de energía

Es necesario hacer un pronóstico aproximado de la demanda energética para un año. A partir de esto, podemos recopilar algunos datos interesantes, por ejemplo, con respecto a la necesidad de satisfacer los picos de demanda causados por los atraques de los barcos. Según los datos recopilados, la estimación promedio del consumo por crucero es de 3,9 MW, lo que corresponde a un atraque promedio de 11,4 h y 1,6 cruceros por día. Como se ve en la Figura 5.4, dependiendo solo de la demanda de los barcos atracados, el consumo de energía varía mucho: de 5,8 MW/día como mínimo, a 33,3 MW/día cuando varios cruceros coinciden en el puerto. Teniendo esto en cuenta, se necesita una carga base de 4 MW para mantener las instalaciones en funcionamiento.

5.3 Resultados

La Figura 5.5 muestra una comparación entre la gestión actual de residuos en el puerto y la propuesta basada en el concepto de economía circular, siguiendo orientaciones propuestas por autores como [Pauli \(2010\)](#) y [Cubiñá \(2010\)](#).

Figura 5.4: Carga base estimada y picos de energía para un periodo de un año en el puerto de Santa Cruz de Tenerife. Fuente: elaboración propia en base a la información de la Autoridad Portuaria y la empresa Canary Bionergy S.L.)

Figura 5.5: Modelo basado en el concepto de economía circular

El modelo se basa en no enviar todos los residuos al vertedero de la ciudad con el fin de crear una economía micro-circular en el puerto. En su lugar, a través de un proceso de gasificación, alrededor del 56 % se usaría para producir energía eléctrica para consumo propio del puerto y de los barcos que atraquen en sus instalaciones.

La expresión que guía el modelo de acuerdo con las horas de operación, la densidad de los residuos y la fracción destinada a la valorización, es la siguiente:

$$E = M_{WtE} \cdot \frac{PCI}{H_f} \quad (5.1)$$

Donde: E es la energía procedente de la valorización de residuos (MW); M_{WtE} es la fracción de residuos que se valoriza anualmente (toneladas); PCI es el poder calorífico inferior de la corriente de residuos (Kcal/kg); y H_f es el equivalente en horas de operación de la planta.

Los siguientes resultados han tenido en cuenta la metodología descrita. Para la predicción de la generación de residuos y la demanda de energía en el área portuaria, se han considerado dos premisas: la primera, la evolución de la llegada de cruceros a la isla en los últimos cinco años; la segunda, el pronóstico de cruceros existente para los próximos años en las islas (estos son datos que los puertos suelen tener con un año de antelación para prever la demanda de servicios). Por otro lado, las Tablas 5.3 y 5.4 muestran un resumen de los parámetros considerados en el estudio para los cálculos.

Tabla 5.3: Parámetros de tratamiento para el flujo de residuos

Flujo de residuos	Densidad (kg/m ³)	PCI (Kcal/kg)	Humedad (%)	Cantidad (Tn)
Marpol V	300	741,19	45 %	4.935,14
Otros residuos sólidos	300	741,19	45 %	297,02
RSU	335	1.258,81	40 %	22.012,49
TOTAL				27.244,65

Ciertas premisas son necesarias para replicar este estudio y aplicarlo a otros entornos aislados similares para su comparación. Los valores promedio de la densidad de residuos se han tomado de las caracterizaciones realizadas y coinciden con el intervalo correspondiente a los residuos no compactos,

Tabla 5.4: Resultados estimados del tratamiento de residuos según el flujo procesado

Flujo procesado	Porcentaje (%)	Energía (MW)	Cantidad (Tn)
Fracción para reciclar	30		8.173,40
Fracción al rechazo	10		2.669,98
Combustible energetico	60	2,3	16.401,27
TOTAL	100	2,3	27.244,65

como se describe en el Manual de Control Ambiental de CRC ([Bond et al., 1972](#)). Para el estudio se ha utilizado una cifra aproximada para la densidad de residuos promedio de 1.000 kg/m^3 , correspondiente a los residuos compactados durante el proceso de recolección. Además, hay que tener en cuenta factores como el contenido de agua, que son altamente variables debido al elevado contenido orgánico, a las condiciones climáticas locales y a su origen. La caracterización de los residuos no compactados indica un contenido de humedad que varía en torno al 40-60 % en peso.

Estos datos apuntan a una capacidad de extracción de 2,3 MW de electricidad para el propio consumo del puerto, generado a partir de residuos que no se reciclan actualmente y que, además, incurren en pérdidas financieras a través de los costes de deposición. Sin embargo, estos resultados necesitan una extrapolación en dos direcciones. En primer lugar, y siguiendo la marcada evolución de los años anteriores, se cuantifica el ahorro de energía en una perspectiva de cinco años. En segundo lugar, se extiende el estudio, al menos, a la otra capital de provincia. No hay mucha información disponible de la autoridad portuaria de la provincia de Las Palmas. Sin embargo, se acepta, según los datos de los archivos publicados por Puertos del Estado del Ministerio de Obras Públicas de España, que la actividad de recolección de basura en los muelles del puerto de la capital de Gran Canaria es aproximadamente tres veces superior a la del puerto de Santa Cruz de Tenerife.

Por lo tanto, con los mismos supuestos de cálculo que antes, la Tabla 5.5 muestra las cantidades de residuos estimados entre 2015 y 2020 en ambas capitales de provincia.

Tabla 5.5: Residuos estimados generados entre 2015–2020 para Santa Cruz de Tenerife y Las Palmas de Gran Canaria (Tn)

Santa Cruz de Tenerife					Las Palmas de Gran Canaria			
Año	Marpol V	Otros residuos	RSU	Cantidad anual	Marpol V	Otros residuos	RSU	Cantidad anual
2015	4.935,14	297,20	19.712,64	24.944,98	14.805.42	891,60	59.137,92	74.834,94
2016	5.231,25	326,92	22.078,16	27.636,33	15,693.75	980,76	66.234,48	82.908,99
2017	5.545,12	362,88	24.727,53	30.635,53	16,635.36	1.088,64	74.182,59	91.906,59
2018	5.933,30	395,54	27.694,84	34.023,68	17,799.90	1.186,62	83.084,52	102.071,04
2019	6.467,28	431,14	31.018,22	37.916,64	19,401.84	1.293,42	93.054,66	113.749,92
2020	7.114,00	465,63	34.740,40	42.320,03	21,342.00	1.396,89	104.221,20	126.960,09
Total	197.477,19				592.431,57			

De una forma más compacta, la Tabla 5.6 muestra los resultados estimados para ambas provincias para el periodo 2015–2020.

Tabla 5.6: Resultados estimados del modelo para Santa Cruz de Tenerife y Las Palmas de Gran Canaria 2015–2020

Santa Cruz de Tenerife	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Fracción a reciclar (Tn) (30 %)	8.173,45	8.290,90	9.190,66	10.207,10	11.374,99	12.696,01	59.243,16
Fracción a rechazo (Tn) (10 %)	2.724,47	2.763,63	3.063,55	3.402,37	3.791,66	4.232,00	19.977,69
Combustible energético (Tn) (60 %)	16.364,79	16.581,80	18.381,32	20.414,21	22.749,98	25.392,02	119.392,02
Energía Total (MW)	2,17	2,20	2,44	2,71	3,02	3,37	15,91
Las Palmas de Gran Canaria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Fracción a reciclar (Tn) (30 %)	24.520,19	24.872,70	27.571,98	30.621,31	34.124,98	38.088,03	179.799,17
Fracción a rechazo (Tn) (10 %)	8.173,40	8.290,90	9.190,66	10.207,10	11.374,99	12.696,01	59.933,06
Combustible energético (Tn) (60 %)	49.040,37	49.745,39	55.143,95	61.242,62	68.249,95	76.176,05	359.598,35
Energía Total (MW)	6,51	6,60	7,32	8,13	9,06	10,11	47,74

De manera similar, la Figura 5.6 permite comparar la cantidad de residuos que se destinan a la valorización y al reciclaje para el periodo 2015–2020 en ambas provincias.

Figura 5.6: Cantidades estimadas de valorización y reciclaje en los puertos de Tenerife (TF) y Gran Canaria (GC) para el periodo 2015–2020.

Así mismo, la Figura 5.7, muestra la contribución energética de los residuos tratados en ambas provincias para el mismo periodo de estudio.

5.4 Discusión

Los datos obtenidos en este estudio resultan alentadores. En estas islas el transporte y el reciclaje son un problema grave en la gestión de los residuos. Su condición aislada y las pocas infraestructuras de estos subsistemas requieren un estudio constante de alternativas de mejora. De acuerdo con este modelo, el puerto de la capital de Las Palmas de Gran Canaria, puede obtener hasta 47,74 MW de energía residual de Marpol V. En la provincia de Santa Cruz de Tenerife, los resultados son más modestos (15,91 MW por

Figura 5.7: Estimación de la energía generada por la valorización de residuos para el periodo 2015–2020.

año). Sin embargo, es importante tener en cuenta que esta energía provendría de una mejora en la gestión actual de residuos y ofrece numerosas ventajas: (i) reducción del transporte de residuos al vertedero, (ii) menor emisión de gases de efecto invernadero, (iii) reducción del CO_2 generado por el transporte y (iv) un aumento en la fracción de reciclaje.

Es interesante comparar la solución propuesta con otras similares que podrían aplicarse en estos entornos aislados. La primera alternativa consiste en dejar las cosas como están, sin mejoras. La segunda es aplicar en la práctica el modelo del presente estudio y, finalmente, una tercera situación intermedia en la que sólo se mejora la gestión de residuos (inversión en reciclaje), pero los residuos no se valorizan energéticamente. Sobre la base de la legislación vigente, se han utilizado indicadores económicos, funcionales, ambientales y sociales para este análisis. Aunque hay que tener en cuenta las limitaciones derivadas de las imprecisiones de este modelo (modesto en escala y medios para su realización), el análisis multicriterio de la Tabla 5.7 se inclina favorablemente hacia el modelo propuesto. Salvo el punto de vista

funcional –dentro del cual las tres opciones se encuentran en el mismo marco legal y administrativo–, para el resto parece que el segundo modelo muestra la mejor alternativa. Desde el punto de vista económico, esta propuesta es la alternativa menos ardua para el puerto de Santa Cruz y significaría una reducción sustancial en sus costes actuales de gestión de residuos. Con esta alternativa, la mayoría de los residuos producidos se pueden valorizar considerando, por un lado, que los materiales reciclables se recuperan y, por el otro, que la electricidad se produce para autoconsumo. Además, se crearían más puestos de trabajo. Desde un punto de vista ambiental, el impacto causado durante la fase de construcción es menor. En la fase de trabajo, este impacto podría minimizarse aplicando las medidas preventivas y correctivas adecuadas. Hay que añadir que se reducirían las actuales emisiones de CO_2 provenientes del transporte por carretera. Desde el punto de vista social, no parece preocupante los olores u otras molestias para la población.

Sobre la base de los resultados simulados, se pueden proporcionar varias recomendaciones para los puertos de las Islas Canarias. Primero, en entornos aislados como el archipiélago canario, la optimización de la gestión de residuos puede tener efectos positivos significativos, no solo en aspectos relacionados con la contaminación ambiental, sino también en la política energética, ayudando a implementar nuevas soluciones que permitan modelos más sostenibles.

Segundo, es necesario alinear el pensamiento estratégico del archipiélago en asuntos energéticos y ambientales con el desarrollo del marco legislativo para que, lejos de penalizar, contribuya a las inversiones para implementar estas y otras medidas que ayuden a mejorar el complejo esquema energético de los sistemas eléctricos aislados ([MINETUR, 2013a](#), [2015a](#)). Un claro ejemplo es la inversión en políticas de economía circular aprovechando las singularidades de cada isla y la apuesta por la diversificación del mix de energías renovables gestionables.

Tabla 5.7: Análisis multicriterio de alternativas de eliminación de residuos para el principal puerto de Tenerife

Criterios				
Alternativas	Económico	Medioambiental	Funcional	Social
1/Situación actual: sin intervención	[+] Con el sistema de gestión actual, 25.000 toneladas de residuos generados en el puerto se están llevando al complejo ambiental. Su coste ronda los 1.500.000 €/año. [+] No se crean nuevas oportunidades de empleo.	[+] Colmatación del vertedero. Se estima que sería necesario un total de 2.500 desplazamientos de los camiones de basura por año, lo que implica 250 toneladas de emisiones de CO ₂ por año. [+] No hay impacto ambiental visual.	[+] El sistema de gestión actual del puerto de Santa Cruz de Tenerife es viable desde el punto de vista técnico y jurídico/administrativo.	[+] Riesgos de accidentes y retenciones por los desplazamientos al vertedero. [+] Aumento de los impuestos municipales del vertedero.
2/Valorización de residuos	[+] Sólo 2.500 toneladas de residuos (reducción del 90 %) se trasladan al complejo ambiental, lo que provoca una disminución en el coste asociado a los cargos de depósito de vertedero. [+] Se crearían nuevas oportunidades de empleo.	[+] No se produce colmatación de vertederos. Reducción de los viajes en camiones a 150, con 15,36 toneladas de emisiones de CO ₂ por año. Reciclaje del 30 % de residuos. [+] Hay impacto ambiental visual.	[+] El sistema de gestión de residuos propuesto con valorización energética es viable desde el punto de vista técnico y jurídico/administrativo.	[+] Menos riesgos de accidentes y retenciones debido a los viajes al vertedero. [+] Mejora del sistema de gestión de residuos según el Plan Especial de Gestión de Residuos Territorial de Tenerife (PTEOR).
3/Separación en origen de materiales reciclables	[+] Unas 19.071,25 toneladas de rechazos de fin de línea por año se trasladan al complejo ambiental después de la separación para reciclaje (reducción del 30 %). [+] Su coste sería de unos 2.000.000 €/año. [+] Se crearían nuevas oportunidades de empleo (aunque serían menos que en la opción 2).	[+] La eliminación del depósito de chatarra se reduce en comparación con la situación actual. Reducción de los camiones a 1.076 viajes, con 110,3 toneladas de emisiones de CO ₂ por año. [+] Reciclaje del 30 % de los residuos. [+] Hay impacto ambiental visual.	[+] El sistema de gestión de residuos de separación propuesto es viable desde el punto de vista técnico y jurídico/administrativo.	[+] El tráfico provocado por el transporte de residuos se reduce en un 43 %.

Tercero, este nuevo modelo energético sería una mejora evidente en el servicio de gestión de residuos de Tenerife, según el texto revisado del Plan Territorial Especial para la Gestión de Residuos en Tenerife ([PTEOR, 2011](#)). Esto conlleva un menor coste económico para la Autoridad Portuaria.

Cuarto, aplicando el modelo propuesto, el sistema de gestión de residuos de la isla se desahoga en gran medida, pues cerca de unas 25.000 toneladas se tratarían en el puerto, llegando una reducida fracción de residuos al complejo ambiental municipal.

Quinto, considerando que la cantidad anual de residuos producidos es de casi 30.000 toneladas, es de vital importancia tener un control total sobre la gestión de ese flujo. Esto abre la puerta para alcanzar niveles más altos de eficiencia en términos de reciclaje de los materiales de desecho producidos que, beneficiarían considerablemente al puerto principal de Tenerife y su actividad. Esta propuesta implica que el puerto recupera casi el 30 % de los materiales reutilizables del total de residuos acumulados, además de proporcionar una mejor gestión de los residuos de Marpol V de los buques que utilizan sus instalaciones. Además, la proporción de viajes realizados para el transporte de residuos al vertedero se reduce considerablemente (en casi un 90 %).

Sexto, es una buena oportunidad para estudiar con más detalle las peculiaridades de los sistemas aislados en lo que respecta a las tecnologías, los planes de desarrollo y al marco legislativo vigente. Las regulaciones, la tecnología y los niveles de inversión carecen de un tratamiento adecuado para estos entornos aislados. Como ejemplo, aunque en este capítulo se analiza el sistema del puerto de Santa Cruz de Tenerife, sería de gran valor replicar este estudio en cada subsistema en el SEI canario. Las islas menores como La Gomera, El Hierro o La Palma serían de especial interés, ya que el coste de la generación de electricidad es aún mayor y no hay soluciones optimizadas en el campo del procesamiento y eliminación de residuos, lo que proporciona pautas para la búsqueda de modelos inspirados en la economía circular.

Séptimo, más allá de la tecnología o el dinero disponible para invertir en infraestructuras, la principal limitación que se encuentra para llevar a cabo este tipo de modelos de gestión energética es la preocupación por las acciones inmediatas, y no tanto por las repercusiones que originan esas acciones. Hasta ahora, el desarrollo de políticas en materia de residuos de estos entornos ha consistido en medidas a corto plazo que, al tiempo que resuelven una necesidad actual, crean un problema a medio plazo a través de políticas que influyen negativamente en el camino hacia un modelo sostenible. Como señala [Fusco Girard \(2013\)](#) en su estudio sobre desarrollo sostenible inteligente en ciudades y zonas portuarias, las tecnologías de la información y la comunicación (TIC), las tecnologías innovadoras y los enfoques basados en la economía circular para implementar nuevas políticas no se pueden perder. Al mismo tiempo, debe admitirse que este nuevo enfoque requiere un cambio cultural considerable por parte de la sociedad, de las empresas y de las autoridades que intervienen en el camino hacia la transición energética.

5.5 Conclusiones del capítulo

Este capítulo muestra alternativas para mejorar el problema actual de la gestión de residuos y la sostenibilidad energética en sistemas aislados, con un énfasis especial en los puertos de las Islas Canarias.

Además, se trata de abordar aquí alternativas de mejora en la planificación energética de Tenerife, para llegar a un modelo que pueda replicarse en otros sistemas aislados similares: las Islas de Cabo Verde o las Islas Azores que, como Canarias, tienen problemas similares relacionados con la garantía de suministro eléctrico, con el precio de la energía y con la gestión integral de residuos. Por esta razón, la posibilidad de que el puerto de Santa Cruz de Tenerife sea un sistema autónomo con respecto a su propia gestión de residuos y suministro energético, resulta interesante tanto para las instalaciones del muelle como para los barcos que se detienen en la isla.

Capítulo 6

POBREZA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS TERRITORIOS AISLADOS. CANARIAS

6.1 Introducción

En los capítulos anteriores se ha hablado sobre el marco regulatorio de los SEIE y de las singularidades vinculadas a su situación geográfica. Además, se ha particularizado la investigación para el caso del archipiélago canario. Por otro lado, se ha hecho una revisión sobre el estado actual de las energías renovables en Canarias y se han recreado tres posibles escenarios hasta 2030 con el fin de analizar las diferentes medidas que se pueden adoptar para avanzar hacia una transición energética. Así mismo, se ha analizado la gestión de los residuos desde un enfoque basado en la economía circular. En este capítulo, se va a relacionar las cuestiones expuestas hasta ahora, con otra que no debería relegarse a un segundo plano cuando se aborda la estrategia energética de una región: la pobreza energética.

6.1.1 Motivación

En los últimos años, el sector energético viene sufriendo tres grandes transformaciones: la primera, la seguridad de suministro energético; la segunda, el cambio climático; y la tercera, la pobreza energética ([González-Eguino, 2015](#)). Las dos primeras se llevan discutiendo tiempo y se han analizado exhaustivamente en muchos estudios (p. ej. [Benes et al. \(2012\)](#); [IPCC \(2014\)](#)), y parece que ocupan un hueco relevante en las agendas políticas. Sin embargo, se ha prestado poca atención a la pobreza energética en comparación con las anteriores: existen menos estudios académicos relacionados y no todas las regiones la priorizan a la hora de implementar políticas concretas más allá del corto plazo ([Birol et al., 2007](#)). Más aún, dentro de esa reducida colección de estudios, todavía no hay consenso sobre este concepto.

Como explican [Costantini y Monni \(2008\)](#) y [Martínez y Ebenhack \(2008\)](#), el consumo de energía y el desarrollo económico están estrechamente relacionados. Los indicadores macroeconómicos básicos de un país generalmente

incluyen el consumo de energía y electricidad, la cantidad de vehículos y las emisiones de CO₂ per cápita. Las desigualdades económicas que existen en todo el mundo se reflejan en desigualdades similares en el consumo de energía. Este vínculo entre el consumo de energía y el desarrollo económico también funciona en la dirección opuesta: el consumo de energía tiende a disminuir en momentos de recesión económica. No obstante, hay que señalar dos matices importantes.

El primero es que, en los países exportadores de energía, el vínculo puede estar muy distorsionado como resultado de los altos niveles de subsidios a la energía, especialmente a la energía de los combustibles fósiles. Por ejemplo, como comentan [González-Eguino \(2015\)](#), en Arabia Saudita y en Rusia, el consumo de electricidad per cápita es más alto que en Alemania, aunque los niveles de vida son más bajos. El segundo matiz que se debe tener en cuenta es que las políticas gubernamentales tienen un impacto considerable en los niveles de consumo energético. Por ejemplo, en los Estados Unidos, el consumo per cápita de energía y electricidad es casi el doble que en Alemania. Esta diferencia no puede explicarse en términos de estructura económica, de factores geográficos o de factores relacionados con el clima, sino con las políticas energéticas y de ordenación del territorio implementadas ([Newman y Kenworthy, 1989](#)).

En resumen, existen muchas definiciones y maneras diferentes de percibir y explicar el fenómeno de la pobreza energética. Sin embargo, todas hacen referencia a niveles de consumo energético insuficientes para satisfacer ciertas necesidades básicas. Este estudio no se detiene a discutir cuales deberían ser esos niveles mínimos, ni cuáles son las necesidades básicas de la población en este contexto. Estas cuestiones están ampliamente discutidas en la literatura. Aquí se aborda el problema desde una óptica distinta. A partir de las singularidades y de la configuración del mix energético canario, se relaciona la situación actual de la pobreza energética del SEI canario con los elementos más significativos de la estructura energética de estos entornos aislados.

6.1.2 Pobreza energética: evolución conceptual

Si bien la pobreza energética se nombró y definió en términos generales a principios de la década de 1980 ([Bradshaw y Hutton, 1983](#)), el concepto específico de pobreza energética nació en el Reino Unido hacia 1991 a raíz de la publicación del libro *“Fuel Poverty: From Cold Homes to Affordable Warmth”* ([Boardman, 1991](#)). Desde entonces, las Islas Británicas han sido el epicentro de las investigaciones relacionadas con este término. Sobre la base de esta obra, se entiende por pobreza energética la situación que viven algunos hogares en los países desarrollados cuyo bienestar está condicionado por un consumo bajo de energía debido a razones económicas y medioambientales, tanto del propio hogar como del entorno socio-político. Como se dijo antes, la pobreza energética como objeto de investigación se ha abordado de diferentes maneras. De forma breve, se va a sintetizar en unos pocos párrafos los elementos que los diferentes autores creen que deben formar parte en la definición de este concepto.

Como se observa en los primeros trabajos de [Boardman \(1991\)](#) o en los últimos estudios de [Grevisse y Brynart \(2011\)](#), el análisis de esta cuestión ha tenido un carácter marcadamente cuantitativo. Esto ha permitido revelar diferentes iniciativas para evaluar la relevancia de la cuestión sobre la vulnerabilidad energética y la pobreza a nivel local, regional y nacional. El objetivo ha sido proteger a los ciudadanos más vulnerables ([Bouzarovski y Tirado Herrero, 2017](#)) e impedir la exclusión social, otorgando acceso primario de la energía a costes razonables y estables ([Comité Económico y Social Europeo, 2013](#)).

A su vez, [Sovacool et al. \(2012\)](#) explican que la pobreza energética es un fenómeno multidimensional relacionado con cuatro servicios energéticos: (i) iluminación, (ii) cocina y calefacción, (iii) potencia mecánica y (iv) movilidad. Además, la relación entre estos cuatro servicios de energía y la pobreza energética es sinérgica. No obstante, en palabras de Lovins, “la gente no

quiere electricidad ni petróleo, ni abstracciones económicas como servicios residenciales, sino habitaciones cómodas, luz, transporte, comida, mesas y otros. Cosas reales” (Lovins, 1976).

Por su parte, González-Eguino (2015) comenta que hay cuatro elementos que se deben tener en cuenta cuando se habla de una posible definición de pobreza energética: la ausencia de elección, los servicios energéticos, la idoneidad de la tecnología disponible y la confiabilidad de la misma.

En relación con la ausencia de elección, según Sen (1999), el desarrollo no es tanto una cuestión de lograr un cierto nivel de vida (energía per cápita en este contexto), sino ante todo, no ser excluido de aquellas opciones que nos permiten elegir y obtener un bienestar en su sentido más amplio. Del mismo modo, la falta de medios para acceder a la energía, además de poner en riesgo los servicios básicos, también hace referencia a no poder acceder a otros elementos fundamentales como el acceso a la educación, la salud, la información y la participación en la política.

En cuanto a los servicios energéticos, el objetivo no es el consumo de energía *per se*, sino suministrar los distintos servicios energéticos a través de los diversos vectores energéticos (calor, electricidad, gas natural, combustibles alternativos, etc.) según el contexto de cada región. En otras palabras, los servicios energéticos que demandan los consumidores son similares en todo el mundo, pues las necesidades básicas de la población son comunes. Sin embargo, la composición de las fuentes de energía primaria y los vectores energéticos utilizados varían, ampliamente, según las características geográficas y la política energética implementada en una determinada región. En este sentido, se comprueba que los países económicamente más desarrollados disponen de varias fuentes energéticas disponibles, mientras que en los países menos desarrollados o entornos menos favorecidos geográficamente (particularmente en este estudio se aplica a los territorios insulares), pueden haber pocas alternativas o incluso ninguna.

Por lo que se refiere a idoneidad de la tecnología, debe ser —al menos— adecuada a las características geográficas, a la base de conocimientos y a la cultura de cada área. Sin ir más lejos, durante mucho tiempo la política energética en las Islas Canarias ha consistido en implementar las tecnologías usadas en el territorio continental sin tener en cuenta las características particulares de cada isla. Como señalan [Uche-Soria y Rodríguez-Monroy \(2018\)](#), uno de los motivos principales del bajo rendimiento de muchas plantas instaladas en el SEI canario y otros entornos aislados es su sobredimensionamiento, debido en gran parte a los márgenes de reserva necesarios ante cualquier problema en la red. Las tecnologías también deben ser asequibles, es decir, lo más baratas posibles en comparación con las alternativas disponibles. En este sentido, [Van der Kroon et al. \(2013\)](#) explican la teoría de la escala de energía en la que los combustibles de baja calidad son sustituidos por combustibles de mayor calidad y versatilidad a medida que aumentan los ingresos. En la medida de lo posible, las tecnologías deben ser confiables y seguras. Aquí se engloban tres aspectos: no estar sujetas a interrupciones continuas en el servicio, no poner en peligro la salud y no comprometer a las generaciones futuras contribuyendo al desarrollo energético sostenible.

Otro enfoque diferente fue el de [Day et al. \(2016\)](#), que conceptualizaron el uso de la energía desde una perspectiva de capacidades y sugirieron una definición de pobreza energética que tiene como objetivo ser válida en todos los entornos. Esta definición tiene su punto fuerte en que reconoce, de forma clara, que la energía es necesaria para respaldar una serie de capacidades y servicios sin especificar su naturaleza. De esta forma, el enlace entre servicios y capacidades es dinámico y brinda la flexibilidad necesaria para permitir que la definición funcione en diferentes áreas culturales y contextos climáticos.

Al mismo tiempo, una revisión interesante es la que realiza [Sovacool \(2012\)](#) acerca de los principales desafíos sobre la economía política de la pobreza energética. En este estudio se investigan específicamente los conceptos de pobreza energética y las escalas de energía, y se describe la relación entre

el acceso a la energía y los objetivos vinculados con la conexión entre los servicios modernos de energía. Este autor afirma que sin programas de asistencia robustos y bien diseñados, las regiones en desarrollo tienden a no abordar la pobreza energética debido a las barreras técnicas, económicas, políticas, sociales y culturales. Es decir, no se trata solamente de hacer que la tecnología disponible funcione bien, sino que se deberían abordar estas barreras en los dominios sociales, políticos y culturales. Dicho de otra manera, dado que los impedimentos para ampliar el acceso a la energía son múltiples y están perfectamente conectados, las políticas destinadas a promoverlos también deben ser integrales y tener en cuenta la cultura del entorno.

A través de un estudio elaborado por la [Associació Ecoserveis \(2018\)](#), se destacan algunos datos relevantes asociados al tratamiento de este concepto en la literatura académica española. Primero, el concepto más vinculado a pobreza energética es la vivienda social. Los conceptos relacionados que los autores nombran más veces son: eficiencia energética, confort térmico y vulnerabilidad energética. Por lo que se observa, la pobreza energética en España es un reto con un carácter más social que técnico. De hecho, [Sanz-Hernández \(2019\)](#) muestra cómo está evolucionando el concepto de pobreza energética en España a través de los cambios de discurso dentro de los medios de comunicación.

La revisión académica se puede extender mucho más, pero no es objeto de este estudio. Aún así, una última idea que se quiere resaltar es que no sólo es importante tener en cuenta los aspectos tradicionales a los que se le suele prestar atención, sino a los que no se le da. Por ejemplo, en el contexto académico aplicado a la región española, se pone énfasis en las consecuencias de la pobreza energética y no tanto en las causas. Es decir, el concepto está más asociado a las soluciones que a los problemas. Términos como el precio de la energía, compañías energéticas, transición energética, energías renovables o cambio climático aparecen con mucha menos frecuencia. Sin lugar a duda, son obvias las dificultades para definir a gusto de todos un

concepto marcadamente multidimensional como el que se está tratando. De ahí que las políticas energéticas, en ocasiones, se vean afectadas por estos problemas y no se implementen de manera óptima.

6.1.3 Marco regulatorio español de la pobreza energética

La pobreza energética es una prioridad social que se integra en el ordenamiento jurídico. Por lo general, en España las personas que están en situación de pobreza energética tienen que recurrir a instrumentos de urgencia social o renunciar a ciertos servicios energéticos. Toda la normativa española es de carácter social. No se detiene en valorar alternativas técnicas o económicas más allá de ofrecer bonos sociales de electricidad para sufragar gastos a los usuarios que no tienen medios económicos.

La primera regulación del vínculo social es del año 2009 y se introdujo con el Real Decreto-Ley 6/2009, en cumplimiento de la Directiva 2009/72/CE, del 13 de julio de 2009. La segunda regulación se introdujo a través del Real Decreto-Ley 968/2014, de 21 de noviembre. Sin embargo, fue anulada en septiembre de 2016 por no respetar la Directiva Europea ([Del Guayo Castiella, 2016](#)). El tercer paquete de medidas, que conforma la regulación actual del vínculo social y el consumidor vulnerable, se recoge en el Real Decreto-Ley 7/2016 y Real Decreto-Ley 897/2017.

Por último, a nivel autonómico, en las Islas Canarias no hay un marco normativo propio sobre la pobreza energética.

6.1.4 Energías renovables

En el capítulo 2 se hizo un análisis de la situación actual de las renovables en el SEI canario y se propusieron tres escenarios energéticos hasta 2030. Como se ha dicho, Canarias es una región rica en recursos energéticos

renovables, cuyo potencial no se termina de aprovechar adecuadamente. Entre otros aspectos, tiene pendiente la puesta a punto de su plan energético para las próximas décadas. Además, el análisis realizado destaca que, potencialmente, las principales fuentes de energía renovable en este archipiélago son la energía solar, la eólica, la hidroeléctrica e incluso la geotermia de baja entalpía.

Así mismo, en los capítulos 4 y 5, también se explicó que hay un margen de mejora significativo en cuanto a la valorización energética de residuos y su contribución al mix energético actual.

En la actualidad, las fuentes renovables contribuyen aproximadamente con el 1,4 % sobre la energía primaria y constituyen un 13,6 % sobre la generación de energía eléctrica. El resto corresponde a los productos petrolíferos.

6.2 Materiales y métodos

6.2.1 Pobreza energética y tecnologías renovables

Los materiales y métodos que se usan en este capítulo están enfocados a plantear el tratamiento de la pobreza energética desde una óptica distinta a la tradicional. Hasta ahora, en la mayor parte de la literatura existente se hace hincapié en los diferentes indicadores para medir la pobreza energética, en sus implicaciones socio-políticas (impacto sobre la salud, la economía y el medioambiente) y en las propuestas y soluciones para erradicarla.

No obstante, estas soluciones tienen un carácter marcadamente socio-político. Efectivamente, no cabe duda que se trata de un fenómeno social que se deriva de dos polos opuestos: por un lado, de la pobreza general sobre una parte de la población y, por otro, del aumento de la calidad de vida y de las nuevas exigencias de bienestar creadas. Con todo, en este estudio se

analiza la pobreza energética desde la óptica de la planificación estratégica.

Sin quitar valor a un análisis social y admitiendo que es importante seguir investigando en metodologías que busquen unificar y refinar los índices de pobreza energética, este estudio busca relacionar la pobreza energética con el desarrollo de las energías renovables, las tecnologías que facilitan su penetración y todos aquellos agentes que influyen en la estrategia energética de una región. Este nexo se enmarca dentro del archipiélago canario. El interés de estudiar los sistemas eléctricos insulares es elevado debido a la dificultad para implementar modelos sostenibles y, además, por los elevados niveles de pobreza energética en comparación con las regiones continentales, dadas las singularidades geográficas y de escala que afectan a estos territorios.

6.2.2 Datos

Por un lado, para reproducir los datos acerca de la pobreza energética en las Islas Canarias con las cifras disponibles de los últimos años, se utiliza la Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF). A nivel canario, el muestreo de los hogares ronda las 800–1.000 encuestas por año. En total suman poco más de 10.000 observaciones durante el mismo periodo de estudio. Por otro lado, el método de recogida de datos es mixto (anotación directa en hogar y entrevistas). Además, esta encuesta está sometida a una serie de controles de evaluación de calidad metodológica. Su base de datos anual está disponible en la página web del Instituto Nacional de Estadística (INE).

De igual modo, para reproducir los escenarios energéticos hasta el 2030, se toman los datos y resultados obtenidos en el capítulo 2.

6.2.3 Indicadores de pobreza energética en Canarias

A continuación se muestran los valores del nivel de pobreza para las Islas Canarias. Como se ha comentado anteriormente, la diferencia en los resultados según el índice empleado muestra la compleja naturaleza y el carácter multidimensional de la pobreza energética. La compleja unificación de criterios para realizar las mediciones son reflejo de las discusiones acerca de los elementos que deben, o no, constituir esta definición. En efecto, como explican [Bouzarovski y Petrova \(2015\)](#), esto no es una cuestión sencilla. Ni se detecta fácilmente (por su carácter privado y acotado al ámbito doméstico), ni es fácil de controlar (altamente variable por factores sociales, culturales, geográficos o climáticos).

En la actualidad se suelen utilizar tres metodologías distintas para el cálculo de los diferentes índices: (i) aproximación basada en gastos de energía e ingresos del hogar, (ii) aproximación basada en temperaturas y (iii) aproximación basada en percepciones y declaraciones de hogares. Como se dijo al inicio de este capítulo, estas metodologías se centran en la parte más socioeconómica y se basa en datos relacionados con la pobreza general.

6.2.3.1 Indicadores de temperatura

Los indicadores basados en la temperatura asocian la pobreza energética a la incapacidad de los hogares para mantener una temperatura adecuada en la vivienda. Aunque sus mediciones son objetivas, estos indicadores poseen numerosos problemas, no solamente a nivel metodológico, sino también en relación al significado que engloba el concepto de la pobreza energética.

6.2.3.2 Indicadores de percepciones y declaraciones

Los trabajos de [Townsend \(1979\)](#) y [Gordon et al. \(2000\)](#) sobre la pobreza y la exclusión social constataron que hay determinados bienes y servicios que se podían considerar esenciales para el conjunto de la sociedad. Según estos autores, la ausencia de estos elementos, así como la presencia de otras características no deseadas en los hogares, podían considerarse como indicadores de pobreza energética.

Este enfoque consiste en la medición de la pobreza energética a partir de una serie de indicadores sustentados en las percepciones y declaraciones de los hogares (encuestas sobre el estado de la vivienda, las condiciones de vida del hogar y las características de los bienes inmuebles). Dicho de otra manera, se requiere el consenso en torno a unos mínimos en las condiciones de vida que se deben alcanzar en un hogar (enfoque consensual).

6.2.3.3 Indicadores de gasto energético

Estos indicadores no utilizan los datos de consumo real de energía, sino que se sustentan en encuestas específicas que calculan el consumo necesario para alcanzar un determinado nivel de confort térmico. Los indicadores de este tipo son los siguientes:

- Indicadores TPR (10 %). Si una familia no es capaz de disponer de unos servicios energéticos adecuados por menos de un 10 % de sus ingresos, ese hogar es pobre energéticamente.
- Indicadores sobre la mediana (2M). El umbral de referencia se sitúa en el doble de la mediana de la proporción del gasto energético en cada uno de los hogares de la región que se estudia.
- Indicadores *Low Income, High Cost* (LIHC). Para este indicador, un hogar se encuentra en situación de pobreza energética si sus ingresos

totales están por debajo del 60 % de la mediana de ingresos de la población (descontados los gastos de la vivienda y los gastos energéticos modelados equivalentes) y, además, sus gastos energéticos equivalentes superan la mediana de gasto equivalente del conjunto de la población.

- Indicador *After Fuel Cost Poverty* (AFCP). Este indicador sitúa a un hogar en situación de pobreza energética cuando su renta equivalente (sin costes de energía ni de vivienda) es menor que el 60 % de la mediana de la renta equivalente (sin costes de energía y vivienda) de todos los hogares.

6.2.3.4 Índice de Pobreza Energética Compuesto (IPEC)

Como se explica en [GOBCAN \(2017b\)](#), este índice se construye para aproximarse mejor a la realidad de la pobreza energética en las Islas Canarias. Para este indicador, se encuentran en situación de pobreza energética aquellos hogares cuyos ingresos netos de los gastos de vivienda y energía se sitúen por debajo del 60 % de la mediana nacional y, además, su gasto energético sea, o bien superior a la mediana del gasto energético de todos los hogares, o bien superior al 10 % de sus ingresos. Para la construcción de este índice se incluyen los indicadores TPR, LIHC y AFCP (se excluye el 2M frente al del 10 % porque aproxima mejor la incidencia de la pobreza energética en términos absolutos y no relativos). En la Figura 6.1 se puede observar una breve comparativa de los índices mencionados.

Para el objeto de este estudio no es necesario profundizar en los tipos de indicadores ni en su metodología de cálculo. Son un medio para comparar la pobreza energética desde otro enfoque. No obstante, en el informe del Comisionado de Exclusión Social y Lucha contra la Pobreza realizado por el Gobierno de Canarias ([GOBCAN, 2017b](#)) se explica con mayor profundidad el cálculo preciso de cada uno de los indicadores y sus interrelaciones para el caso canario.

	TPR	2M	LIHC	AFCP	IPEC

Fundamento	Gasto energético	Gasto energético	Gasto energético	Gasto energético	TPR / LIHC / AFCP
Puntos fuertes	[+] Simple, fácil de comunicar y versátil.	[+] Rápida popularización. [+] Apropiado desde el punto de vista estadístico	[+] Flexibilidad del umbral de ingresos. [+] Permite calcular las brechas de pobreza.	[+] Identifica a hogares cuya situación empeora con los costes energéticos.	[+] Intenta mejorar la robustez con ayuda de los indicadores TPR, LIHC y AFCP.
Puntos débiles	<div><div>[-] Excesiva sensibilidad a los precios de la energía.</div><div>[-] Carácter arbitrario para fijar el umbral del 10%.</div><div>[-] Sólo ofrece información sobre el gasto energético realizado y no sobre el que es necesario para satisfacer las necesidades.</div></div>	<div><div>[-]Arbitrariedad en la elección del umbral.</div><div>[-] Medida de desigualdad.</div><div>[-] No es robusto: falta monotonicidad.</div></div>	<div><div>[-] Arbitrariedad en la elección del umbral.</div><div>[-] Dificultad para el análisis de resultados.</div><div>[-] Medida de desigualdad.</div></div>	<div><div>[-] Tendencia a incluir a casi todos los hogares con ingresos muy bajos en la pobreza energética.</div></div>	<div><div>[-] Dificultad para estimar el gasto energético básico “adecuado”.</div></div>

Figura 6.1: Comparativa de los índices de pobreza energética. Fuente: autor

En la Figura 6.2 se presenta gráficamente la tendencia hasta el año 2016 de los cinco indicadores comentados. Si se observa esta última figura, se comprueba que la pobreza energética tiene varias interpretaciones para el SEI canario en función de los indicadores que se utilicen. Dicho de otro modo, el archipiélago canario presenta niveles de pobreza energética diferentes según como se mire. La diferencia radica en los datos que cada índice tiene en cuenta para calcularse. En los tres primeros índices pesa más el gasto energético de los hogares. Por el contrario, en el AFCP los ingresos netos por hogar tienen mucho peso a la hora de determinar si un hogar es pobre energéticamente. Por último, el IPEC —que se fundamenta en tres de los cuatro indicadores— parece ser como un valor promedio del conjunto.

Figura 6.2: Comparativa de la evolución de la pobreza energética en Canarias para el periodo 2010–2016 para los distintos índices de pobreza energética. Fuente: elaboración propia a partir de [GOBCAN \(2017b\)](#)

6.2.4 Nuevo enfoque para las Islas Canarias

Sobre la base de lo anterior, se propone una definición de la pobreza energética para las Islas Canarias que no se centre en las capacidades o dificultades de los hogares para acceder a los servicios energéticos. Por contra, la idea es medir la evolución de la pobreza energética a través de otros elementos que forman parte de la estrategia energética. De este modo, se tendría una expresión para la pobreza energética en clave de planificación energética y, por tanto, una hoja de ruta desde un enfoque sostenible. A su vez, esto no pretende ser una definición que excluya a las que ya existen, pues en su con-

texto y con las premisas oportunas, sirven para acotar este término. Se trata de tener una relación adicional que sirva para complementar el concepto de pobreza energética en un contexto estratégico.

Dicho esto, los elementos que se consideran relevantes para dicho enfoque se resumen en seis: el grado de penetración de las energías renovables, los usuarios en régimen de autoconsumo, el grado de desarrollo de las interconexiones eléctricas, el grado de electrificación de la demanda, la eficiencia energética y la sostenibilidad.

Para evaluar el grado de desarrollo de estos seis elementos se utiliza un grafo de red con una graduación de 0 a 5, donde 0 representa el mínimo nivel de desarrollo y 5 el máximo nivel de desarrollo (cfr. Figura 6.3).

6.2.4.1 Energías renovables

Es sabido que las fuentes de generación renovables más aptas para abastecer energéticamente a una vivienda, con electricidad y calor, son aquellas que se derivan del aprovechamiento de los recursos solar y eólico. Los sistemas solares permiten obtener energía eléctrica y térmica (calor), mientras que con los sistemas eólicos se obtiene energía eléctrica que posteriormente puede ser transformada en calor o frío. Asimismo, en las instalaciones solares se utilizan paneles fotovoltaicos para generar electricidad, o bien, paneles solares térmicos para suministrar agua caliente sanitaria y calefacción. La instalación de estas dos modalidades es sencilla y comúnmente se ubican en el tejado o en las fachadas de los edificios. Este esquema permite reducir la dependencia de las empresas suministradoras y dar más independencia a los denominados consumidores vulnerables.

El grado de penetración de las energías renovables se mide a través del porcentaje de generación eléctrica renovable. Para el escenario actual, estos datos son oficiales y están publicados por el [GOBCAN \(2018\)](#). Para los escenarios contruidos hasta el 2030, los datos se toman del capítulo 2 (cfr. Tabla 6.1).

6.2.4.2 Autoconsumo y energía distribuida

Las últimas medidas que introduce el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores ([MITECO, 2018](#)), pone de manifiesto que el régimen de autocosumo se convierte en una pieza clave para la lucha contra la pobreza energética en España, y por tanto, en las Islas Canarias. Como se ha dicho, son muchas las barreras que elimina esta nueva normativa: se deroga el cargo conocido como el “impuesto al sol”, se simplifican los trámites burocráticos y técnicos, se permite aprovechar las economías de escala a través del reconocimiento del derecho al autoconsumo compartido y del derecho a autoconsumir energía eléctrica sin peajes ni cargos y se eliminan varias obligaciones que hacían demasiado arduo darse de alta en este régimen.

Por otro lado, en el contexto de este capítulo, el autoconsumo no es más que el uso de energía generada por una instalación para el consumo propio con el consecuente ahorro energético. En los últimos años se ha experimentado un incremento continuo en los precios de las facturas eléctricas. Las causas no están claras y el debate está abierto. Una solución para frenar esta tendencia es el autoconsumo energético, ya que proporciona cierta independencia frente a estas subidas. Por tanto, régimen de autoconsumo se presenta como un elemento que clave para la sostenibilidad y para el ahorro, especialmente en estos entornos eléctricamente aislados.

Para evaluar el grado de desarrollo actual del régimen de autoconsumo se puede recurrir a los datos de la Dirección General de Industria del Gobierno de Canarias, donde se muestran las características de las instalaciones registradas. No obstante, y de cara a la estimación a futuro, se va a proceder de otra forma. El régimen de autoconsumo está estrechamente relacionado con la penetración de las energías renovables en los hogares. De ahí que el crecimiento del régimen de autoconsumo, lleve asociado un aumento del recurso renovable, especialmente para las energías solar y eólica. En este sentido, y sobre la base de las apreciaciones del sector energético que indica [Balbastre \(2017\)](#), para el escenario actual se estima un 2 % del consumo eléctrico total. Para los escenarios futuros, se asume que un 75 % del consumo eléctrico renovable se produce en régimen de autoconsumo.

6.2.4.3 Electrificación de la demanda

El grado de electrificación de la demanda actual en las Islas Canarias es bajo. Tanto en la electrificación del transporte como en la climatización. Para esta última, debido a las condiciones climatológicas de las islas, no se considerará un incremento relevante en la electrificación.

Por otro lado, a día de hoy, la tecnología existente y el grado de desarrollo de los planes para implantar el vehículo eléctrico en las el archipiélago canario no permite estimar con mucha certeza la evolución de este fenómeno. Los escenarios descritos en el capítulo 2, se fundamentan, principalmente, en el alcance de ciertos objetivos de penetración del vehículo eléctrico en comparación a la flota existente de vehículos con motor de combustión interna. Aunque un informe del Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) sobre la implantación del vehículo eléctrico en Canarias ([ITC, 2013](#)), asume la hipótesis de que el 20 % de la flota de vehículos de Canarias será eléctrica en 2030, en esta investigación se prefiere hacer una hipótesis más conservadora como la asumida en la realización de los escenarios (que limitaba el creci-

miento del vehículo eléctrico en un 10 % del parque total de vehículos ligeros convencionales), pues dada la escasez de oferta comercial y la ausencia de infraestructura de recarga, no parece una opción muy realista.

6.2.4.4 Interconexiones

En los SEI, una cuestión recurrente en los planes energéticos es el estudio de las interconexiones eléctricas, ya sea entre islas o bien con el territorio continental. Como se ha explicado, para las Islas Canarias no se plantea su interconexión con la Península Ibérica, dada su lejanía.

A la vista de la situación y de los escenarios planteados en el capítulo 2, parece razonable que el estudio de las interconexiones eléctricas entre islas sean una variable más a tener en cuenta en la lucha a medio-largo plazo contra la pobreza energética. No sólo vale con instalar más recursos renovables. Eso es una medida alineada con la gestión, pero no con el desarrollo estratégico que estos entornos necesitan. Se debe acompañar de acciones que permitan y mejoren la penetración eficiente de esas energías renovables.

Hay varios estudios que se apoyan en el desarrollo de las interconexiones como fundamento para la mejora del mix energético en las Islas Canarias ([Gils y Simon, 2017](#); [Ramos-Real et al., 2018](#)). En este apartado se hace hincapié en la inversión de las mejoras del transporte eléctrico en las redes internas de cada isla (en función de la ubicación de nuevos parques de generación renovable), y en el refuerzo de aquellas interconexiones que sean viables (cfr. Capítulo 2). Estas medidas tienen efectos que inciden directamente en la lucha contra la pobreza energética. Por ejemplo, el informe elaborado por la Dirección General de Fondos Comunitarios de España ([MINHAP, 2015](#)), resalta los efectos beneficiosos de estas medidas en pos de una mayor eficiencia de grupos marginales de generación eléctrica, de una reducción de los vertidos de energía renovable y de una disminución considerable de las emisiones GEI.

Se consideran siete hipotéticos enlaces posibles entre islas: Lanzarote–Fuerteventura (ya existente), Tenerife–La Gomera, La Palma–La Gomera, Gran Canaria–Fuerteventura, Tenerife–Gran Canaria, El Hierro–La Palma y La Gomera–El Hierro. Aunque es cierto que hay estudios que contemplan los enlaces de todas las islas, debido a los aspectos técnicos ya comentados, esta opción no parece real, por lo menos, para antes de 2030.

6.2.4.5 Eficiencia energética

A nivel europeo la eficiencia energética se ha convertido en uno de los pilares sobre los que se quiere construir un futuro más competitivo, menos dependiente energéticamente y que aminore los efectos del cambio climático. En este sentido, cada vez son más las políticas públicas destinadas a promover la eficiencia energética.

Hay muchas medidas para luchar contra la pobreza energética. Cuando nos referimos a hogares vulnerables que por falta de unos ingresos mínimos no pueden hacer frente a facturas de servicios energéticos básicos, vienen a colación medidas de carácter social. Un ejemplo es el bono eléctrico social para sufragar estos gastos. Este planteamiento supone, en muchas ocasiones, pan para hoy y hambre para mañana, pues se trata de una solución que no incide en la raíz del problema y constituye un parche a corto plazo.

Sin embargo, existen otras medidas que pueden contribuir a combatir este problema en su origen. Se trata de implementar políticas de ahorro energético que disminuyan el gasto en las familias. La mayoría de hogares que están bajo la denominación de hogares vulnerables, además de sus condiciones socioeconómicas, tienen un denominador común: suelen ser viviendas antiguas o con defectos de construcción, húmedas y con ineficientes aislamientos térmicos. Esto propicia que sea económicamente más costoso lograr un ambiente confortable y salubre de acuerdo con las condiciones de habitabilidad mínimas. Como señalan [Velasco y Ambrinos \(2016\)](#), en el ámbito internacional se

han llevado a cabo programas encaminados a enfocar el problema desde la raíz. Por ejemplo, en el Reino Unido las medidas que se han implementado en este aspecto van desde el compromiso de las compañías suministradoras para mejorar el aislamiento de las viviendas, hasta reducir el consumo de calefacción sustituyendo calderas viejas y en mal estado. Así mismo, en Francia destacan las políticas energéticas enfocadas, no solo a la rehabilitación de viviendas, sino a la formación de las familias en mejores hábitos energéticos y también en el seguimiento y acompañamiento a lo largo del proceso.

El caso español es distinto. Si bien es cierto que se han aprobado a lo largo de las últimas décadas múltiples planes destinados al ahorro y la mejora de la eficiencia energética, según los últimos datos publicados, la situación admite discusión ([Tirado Herrero et al., 2018](#)). La Directiva 2002/91/CE, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios, originó en España el Código Técnico de la Edificación (CTE), la Certificación Energética de Edificios (CEE) y la Inspección Técnica de las Instalaciones Térmicas (ITIT). A la citada directiva la sustituye la Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de mayo de 2010. Su objetivo principal es que todos los edificios construidos en Europa a partir de diciembre de 2020 tengan consumo casi nulo de energía.

En las Islas Canarias la rehabilitación de viviendas y la apuesta por la eficiencia energética es una asignatura pendiente. A nivel global, el grado de eficiencia energética no es más que el grado de optimización del consumo energético relativo a una cierta actividad. De esta manera, cuando se consigue realizar esa misma actividad con menos energía, se dice que la eficiencia energética es mayor. En las Islas Canarias, la baja eficiencia de los equipos eléctricos hace que sea muy costoso producir electricidad.

Por todo esto, no cabe duda que uno de los pilares básicos para acometer la pobreza energética pasa por poner en práctica estas políticas y poder medirlas de manera precisa. En relación a cómo evaluar la eficiencia energética en el SEI canario, un indicador fácil e intuitivo es la intensidad energética,

es decir, la cantidad de energía utilizada por unidad de producción. En este caso, esta variable se evalúa según el porcentaje de reducción de la intensidad energética final.

6.2.4.6 Sostenibilidad

Para este contexto y siguiendo el hilo conductor de esta investigación, se hace imprescindible incorporar los principios del desarrollo sostenible en las políticas y programas que se lleven a cabo en el archipiélago. Además de la rehabilitación energética de viviendas mediante sistemas de calefacción o ventilación de alta eficiencia energética con menor gasto económico, se debe facilitar la sustitución de las energías basadas en combustibles fósiles por energías renovables.

Como se comentó en el punto anterior, el CTE establece la obligación de que los edificios recogidos en el Documento Básico Ahorro de Energía (DB-HE), tanto en nueva ejecución como en reforma o rehabilitación, contribuyan en la mejora de la eficiencia energética. Por tanto, la solución a medio-largo plazo de la pobreza energética pasa por reducir de forma significativa los consumos energéticos, mediante la rehabilitación energética de viviendas y la apuesta por el régimen de autoconsumo para fomentar la penetración de energías renovables en los hogares.

Finalmente, asociado con la optimización de procesos que dan lugar a una planificación energética sostenible, se establece que la economía circular es condición necesaria para la sostenibilidad. De ahí que dentro de este quinto pilar para luchar contra la pobreza energética, se deba tener en cuenta la optimización de la gestión de residuos. Esto implica mejorar la gestión, aumentar el reciclaje, apostar por la valorización energética y, además, trabajar en el diseño ecológico de los productos para disminuir el flujo de residuos (cfr. Capítulo 4).

Existe una amplia variedad de aproximaciones o enfoques que hacen referencia a los indicadores de sostenibilidad. La taxonomía clásica sobre estos indicadores diferencia entre indicadores ambientales, sociales y económicos (Hanley et al., 1999). En este caso, la evaluación de esta variable se realiza desde una perspectiva ambiental. La idea es medir las emisiones totales, *per cápita* y por unidad de PIB, de los tres principales gases de efecto invernadero (GEI) procedentes de la producción y uso de energía, que tienen un impacto directo sobre el cambio climático.

6.3 Resultados

En la Tabla 6.1 se muestra el resumen de los valores obtenidos para cada uno de los escenarios estudiados con los que, una vez ponderados, se obtiene la Figura 6.3.

Tabla 6.1: Valores obtenidos para cada uno de los escenarios estudiados

	Actual 2017	Referencia 2030	Renovable 2030	Renovable+ 2030
Renovables	8,0 %	23,0 %	37,0 %	49,0 %
Autoconsumo	2,0 %	17,3 %	27,8 %	36,8 %
Electrificación	5,0 %	10,0 %	20,0 %	33,0 %
Interconexiones	12,5 %	25,0 %	37,5 %	50,0 %
Eficiencia	0,0 %	19,8 %	24,6 %	37,4 %
Sostenibilidad	0,0 %	1,6 %	21,1 %	48,0 %

Con los niveles de pobreza energética en Canarias de los últimos años (cfr. Sección 6.2.3), se trata de comprobar y establecer las interrelaciones de este nuevo enfoque. Este análisis se aplica sobre los cuatro escenarios mostrados en el segundo capítulo: (i) escenario actual 2017, (ii) referencia 2030, (iii) renovable 2030 y (iv) renovable+ 2030.

Varias cosas se deben comentar respecto a este grafo de red. Los escenarios mostrados hasta 2030 están a medio camino de una transición energética, pero permiten constatar que el camino correcto para luchar contra la pobreza energética no está solo en invertir en medidas sociales, sino en fortalecer los seis pilares que se han denominado básicos para el crecimiento energético sostenible del SEI canario.

En la Figura 6.3 el escenario de referencia 2030 representa la continuación de políticas de carácter social, sin incidir demasiado en un crecimiento conjunto de todos los factores. En los escenarios renovable 2030 y renovable+ 2030, las políticas aplicadas se basan en un crecimiento compensado de los seis elementos que inciden en el nivel de pobreza energética de estos entornos.

Figura 6.3: Comparativa de los elementos que determinan la pobreza energética en el SEI canario. Fuente: autor

6.4 Discusión

Primero, como comentan [Scarpellini et al. \(2019\)](#), la medición del impacto socioeconómico de la pobreza energética de un territorio representa la dimensión espacial del problema para la definición de políticas energéticas locales. En este sentido, es importante tener en cuenta la evolución y el alcance de las medidas implementadas a medio-largo plazo.

Segundo, este estudio se construye como primer paso para medir la pobreza energética en función de la estrategia energética que sigue una región aislada eléctricamente. Se asumen varias limitaciones en el modelo. Por ejemplo, no es fácil estimar la pobreza energética a futuro debido a la periodicidad en la actualización de los datos estadísticos, ya que el valor de sus indicadores tradicionales depende de numerosos factores económicos. Así mismo, en la evaluación la eficiencia energética se ha utilizado la intensidad energética final. Esto implica que se asumen algunos vacíos (variaciones climáticas, tamaño de los hogares o el tamaño del sector industrial en la economía). Quizá una aproximación más cercana sería el enfoque propuesto por [Filippini y Hunt \(2012\)](#), basado en la metodología de [Aigner et al. \(1977\)](#) sobre fronteras estocásticas.

Tercero, para el correcto avance hacia una transición energética como la que se ha mencionado a lo largo de esta investigación, es necesario un desarrollo simultáneo de los seis pilares que se han expuesto. Además de los valores numéricos, que indica en donde se ha invertido más, la principal diferencia del escenario de referencia 2030 con el escenario renovable+ 2030 es que, mientras en el primero sólo se invierte en un vértice del diagrama, en el último se observa que la política energética debe basarse en contemplar todos los vértices del diagrama, pues responden a las singularidades de estos entornos. Así por ejemplo, no serviría de nada apostar por un desarrollo, únicamente, en el campo de las renovables sin tener en cuenta que el vector electricidad, la eficiencia energética o el régimen de autoconsumo son elemen-

tos clave para la correcta penetración de las renovables. En otras palabras, un desarrollo simétrico del diagrama permitiría una mayor contribución a la reducción de la pobreza energética en estos entornos, esto es, marcaría una tendencia adecuada de la planificación energética de la región.

Cuarto, las interconexiones ayudan a reducir los vertidos de energía renovable y, por tanto, junto al régimen de autoconsumo compartido residencial, son dos factores que se deberían tener en cuenta para formular futuras políticas energéticas en estos entornos.

Quinto, no hay que olvidar que no todas las inversiones para paliar la pobreza energética involucran tecnología o la construcción de infraestructuras grandes y costosas. Como se ha hecho en varios países de la Unión Europea, como por ejemplo en Francia, merece la pena implementar programas de formación sobre hábitos para optimizar el consumo energético y aumentar el ahorro en los hogares. Sin lugar a duda, en España y por extensión en las Islas Canarias, el margen de mejora en este punto es amplio.

Sexto, estos elementos pueden y deben ir acompañados de las políticas sociales que se han implementado a lo largo de los últimos años. Lo importante es que no se pierda de vista que medidas como el bono eléctrico social no sirven para cambiar la estructura energética regional y, por tanto, no son medidas eficaces para acometer el problema de raíz. La idea sería que la partida estatal de este bono social pudiera ir disminuyendo con el tiempo debido a la mejora del mix energético de estos entornos. En otras palabras, la puesta en práctica solamente de este tipo de medidas, sin tener en cuenta el resto de elementos considerados, daría lugar a entrar en una espiral creciente que aumentaría el grueso de hogares vulnerables.

Por último, este estudio ha propuesto una definición alternativa para medir la pobreza energética a través de elementos que clave para la planificación energética del SEI canario. Aunque no da un valor exacto de la pobreza energética como los indicadores comentados en la sección 6.2.3, sí logra es-

timar su tendencia. De esta forma, la pobreza energética del SEI canario mejora (esto es, reduce su valor) con un crecimiento simétrico de los seis pilares fundamentales de la planificación energética canaria. Por contra, una distorsión de uno o varios de los vértices provocaría un crecimiento asimétrico que incidiría negativamente en la pobreza energética. En la Figura 6.3 se observa como el contorno resultante para el escenario actual 2017, presenta escasa inversión en los elementos y, además, desproporción entre ellos (indicativo de la tendencia de la actual planificación energética).

6.5 Conclusiones del capítulo

A nivel autonómico, en las Islas Canarias no hay ley propia sobre pobreza energética. Aunque recientemente se ha publicado un estudio tratando esta realidad que tanto afecta al archipiélago (GOBCAN, 2017b), este concepto no está contemplado ni en los anuarios energéticos, ni está incluido en los ejes de actuación del borrador de la estrategia energética para Canarias en los próximos años (GOBCAN, 2017a).

Este estudio responde a incorporar este concepto a la estrategia energética de las Islas Canarias a través de seis pilares para avanzar hacia una transición energética sostenible. De esta forma, además de la dimensión social, se demuestra que la pobreza energética tiene un componente dinámico que depende también de aspectos técnicos, económicos y ambientales.

Es necesario el compromiso de todas las partes interesadas en hacer realidad el desarrollo de políticas energéticas para reducir la pobreza. En este sentido, la configuración política de un país como España no facilita este hecho, pues las políticas que se aprueban, lejos de ser pensadas a medio-largo plazo, giran sobre el eje de resolver problemas a corto plazo, es decir, políticas orientadas a resultados inmediatos.

En definitiva, cada territorio tiene su idiosincrasia. La pobreza es un hecho en la vida de millones de personas, mientras que la pobreza energética es tanto una causa como una consecuencia de ello. En este sentido, el diagrama de red planteado es fácilmente adaptable a cualquier otro territorio aislado para medir las políticas energéticas aplicadas en una determinada zona geográfica y determinar la lucha para paliar la pobreza energética.

Capítulo 7

DISCUSIÓN GENERAL, CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

7.1 Discusión general

En primer lugar, son muchas las incertidumbres que presentan los sistemas energéticos a la hora de realizar un análisis cuantitativo. Como explican [Cai et al. \(2009\)](#), las características de los recursos disponibles, la eficiencia de la tecnología y de la gestión operativa de procesos o las propias características regionales, son algunas de las variables que condicionan enormemente la toma de decisiones en materia de energía. En otras palabras, el problema energético ya no es de naturaleza unidimensional, como lo era antiguamente, donde lo que importaba era solamente la garantía de suministro. Se trata de una realidad multidimensional en la que no sólo importa el qué (los kilovatios necesarios para satisfacer una determinada demanda), sino también el cómo, el cuándo y el porqué. Estos tres últimos interrogantes responden a cuestiones como el grado de penetración de las energías renovables, la eficiencia energética, la electrificación de la economía, el cambio climático o la pobreza energética

En segundo lugar, [Liu et al. \(2018\)](#) exponen que es muy frecuente encontrar en la literatura aplicaciones y análisis sobre las incertidumbres en la gestión de los recursos hídricos y los residuos sólidos y, por el contrario, pocos modelos de planificación energética que aborden los problemas e incertidumbres de estas regiones aisladas. Si bien es cierto que hay pocos estudios sobre los sistemas eléctricos aislados, en los últimos años el interés por estas regiones ha aumentado. No obstante, se echa en falta el estudio del problema en su conjunto. Es decir, los recursos hídricos, la gestión de los residuos sólidos, la composición del mix energético o la pobreza energética son elementos que no se deben estudiar por separado. Sus interrelaciones aplicadas a cada entorno geográfico hará posible establecer medidas eficaces que incidan en la solución de problemas a futuro y permita una transición energética.

En tercer lugar, [Kuang et al. \(2016\)](#) concluyeron en su estudio que, en general, el aprovechamiento de los recursos renovables en islas se reduce a la energía solar, eólica e hidroeléctrica. En cambio, solamente unas pocas islas están utilizando energía geotérmica, biomasa y energía mareomotriz para generar electricidad. En las Islas Canarias, la situación es más preocupante. Los recursos renovables que se utilizan se reducen a dos: la energía solar y la energía eólica. Más aún, parece que esto se debe a la falta de planificación y al tipo de políticas aplicadas, no a la falta de recursos.

En cuarto lugar, de acuerdo con lo expuesto por [Liu et al. \(2018\)](#) y aplicado a las Islas Canarias, destacan los siguientes riesgos sobre la planificación energética que conviene afrontar: la ausencia tecnología a escala, la poca disposición de la clase política para participar en proyectos robustos de energías renovables, la falta de financiación (pública o privada) para proyectos ambiciosos y la escasez de conocimiento sobre las aplicaciones tecnológicas para recursos renovables.

En quinto lugar, la economía circular y la sostenibilidad están de moda. Sin embargo, se necesita insertar estos términos en la estrategia económica y energética de las regiones. Más allá de los paquetes de medidas propuestos por la Unión Europea ([EC, 2015](#)), la sostenibilidad debería ser un asunto de interés cuando se aborda la planificación energética de cualquier región. Es probable que la sostenibilidad sea uno de los conceptos más discutidos y más ambiguos cuando se investiga en la literatura existente. De hecho, aunque desde los años noventa [Mantel \(1990\)](#) trata ya este concepto, fueron [Johnston et al. \(2007\)](#) los que estimaron alrededor de 300 definiciones diferentes. Dicho lo anterior, se matiza la definición que dan [Geissdoerfer et al. \(2017\)](#) para enfocarla hacia lo expuesto en esta investigación: entender la sostenibilidad como la integración equilibrada del desempeño económico, la inclusión social y la resiliencia ambiental, en beneficio de una planificación energética sostenible para las generaciones, no solo actuales, sino también futuras.

En sexto lugar, la ecología industrial ([Graedel y Allenby, 1995](#)), el diseño regenerativo ([Lyle, 1996](#)), el biomimetismo ([Benyus, 2002](#)), la filosofía *cradle-to-cradle* de [McDonough y Braungart \(2002\)](#), la economía cerrada o en bucle ([Stahel, 2010](#)), la economía azul de [Pauli \(2010\)](#) o las leyes de la ecología de [Commoner \(2014\)](#) son probablemente antesalas y paradas obligatorias para entender la evolución del concepto de economía circular a lo largo del tiempo. Las 114 definiciones de [Kirchherr et al. \(2017\)](#) demuestran que su significado es amplio según el contexto. No obstante, lo que parece común a todas las definiciones es la interrelación de tres acciones: reducción, reutilización y reciclaje. Sin embargo, no se debe olvidar que la economía circular debe tener como objetivos prioritarios, por un lado, el beneficio social ([Geng et al., 2009](#)) y, por otro, el consumo responsable ([Ghisellini et al., 2016](#)). Dicho de otra manera, el principal objetivo de la economía circular es el desarrollo económico sostenible. En cuanto a la conexión de ambos términos, teniendo en cuenta que la economía circular prioriza modelos económicos que buscan beneficios y mejoras del medio ambiente y de la sociedad, y que la sostenibilidad integra de forma equilibrada el desarrollo económico, la inclusión social y el medio ambiente, con la ayuda de [Geissdoerfer et al. \(2017\)](#) se puede afirmar que la economía circular puede ser considerada como condición necesaria para la sostenibilidad.

Por último, el turismo debe tenerse en cuenta a la hora de acometer una estrategia energética a medio-largo plazo ([Erdinc et al., 2015](#)). En el caso de las Islas Canarias, el turismo constituye un fuerte motor para la economía. Esto significa que el consumo energético, los estándares de vida, el medio ambiente o la demanda de energía de la población cambian significativamente según la estación del año.

7.2 Conclusiones

Es necesario un marco regulatorio que tenga en cuenta las singularidades de los SEIE y apueste decididamente por el cambio hacia un modelo energético sostenible. Desde el inicio de la reforma del sector eléctrico en España, se han llevado a cabo algunas modificaciones que afectan a estos territorios: la creación de un nuevo mercado virtual de electricidad para cada sistema aislado, la apuesta por la gestión eficiente de las plantas de generación eléctrica a la hora de asignar retribuciones económicas a los productores, o las últimas modificaciones en materia de autoconsumo, son algunas de las reformas abordadas para estos entornos. Sin embargo, queda bastante camino por recorrer en cuanto a la penetración de energías renovables y al tratamiento de la pobreza energética.

Para estas regiones aisladas, es complicado alcanzar un equilibrio preciso entre la producción y el consumo eléctrico. Esto, que para los sistemas peninsulares es fácil de lograr a través de las compensaciones entre territorios conectados eléctricamente, supone problemas específicos para los SEIE, como por ejemplo: sobrecostes asociados a la necesidad de equipos eléctricos de bajo consumo, arranque rápido y eficiencia baja, así como pérdidas de energía a lo largo de las redes de distribución eléctrica y fallos a lo largo del deficiente mallado de la red. Como consecuencia, se obtiene un kWh eléctrico sustancialmente más caro que en los territorios interconectados.

Las singularidades de estos sistemas no deben seguir siendo un obstáculo. Hay que pasarlas a la parte positiva del haber. Es decir, estas limitaciones deben ser aprovechadas por los operadores eléctricos para repensar la estrategia energética que se plantea de cara al futuro. Un ejemplo es el caso francés, donde se demuestra que las políticas energéticas pensadas para las necesidades de estos entornos insulares, permiten obtener mayores proporciones de energía renovable en las islas que en la parte continental. Es más, el pequeño tamaño de las economías insulares permite innovaciones y oportunidades de

gran alcance para la energía renovable. Resultaría más interesante, por tanto, dirigir las inversiones europeas destinadas a la demostración de tecnologías de almacenamiento y redes inteligentes hacia las islas.

El carácter intermitente de la producción de energía eólica y fotovoltaica plantea problemas técnicos complejos que requieren de otras medidas para solucionar la discusión planteada sobre objetivo de un mix energético 100 % renovable. Para reducir la dependencia de combustibles fósiles en las Islas Canarias, será necesario afrontar dos cuestiones esenciales. Primero, diversificar el mix energético renovable a través de otras fuentes de energía gestionables. La energía de biomasa, la geotérmica e incluso la mareomotriz como apoyo de las desaladoras, tienen un margen de crecimiento prometedor según los últimos estudios comentados en esta investigación. Segundo, optimizar la gestión energética para mejorar la predicción de consumo eléctrico (redes inteligentes) y reducir los vertidos de electricidad aprovechando las posibilidades que ofrecen el régimen de autoconsumo y los enlaces eléctricos entre islas.

Muchos de los aspectos discutidos en este estudio muestran claves para llevar a cabo la llamada electrificación de la economía. En las Islas Canarias, como en otros sistemas aislados con características similares (por ejemplo, las Islas Azores y las Islas de Cabo Verde), existen recursos potenciales para apostar más firmemente por las energías renovables y reducir la contribución de los productos petrolíferos. Sin embargo, esto implica invertir más en las tecnologías que hacen posible su penetración, sin olvidar que la prioridad es garantizar el suministro eléctrico de manera sostenible.

Una estrategia energética que se fundamente en políticas energéticas activas para reforzar los pilares que aquí se han considerado básicos para las Islas Canarias (energías renovables, autoconsumo, eficiencia energética, electrificación de la demanda, interconexiones y sostenibilidad), incidiría directamente en la reducción de la pobreza energética del archipiélago.

La economía circular tiene un papel importante en la planificación energética del archipiélago. El diseño sostenible de los productos y servicios, la valorización energética (Waste to Energy, WtE) o la valorización de materiales (Waste to Material, WtM), son maneras de pensar y apostar en clave de sostenibilidad.

Hasta ahora no se puede hablar de una estrategia energética en Canarias. La política energética ha consistido en medidas cortoplacistas que resuelven las necesidades actuales, pero no las futuras. Como se dijo antes, la estrategia aquí no es hacer más, sino hacerlo mejor. Por tanto, no se trata de aumentar el número de vehículos eléctricos en la isla, ni de aumentar los kilowatios anuales de generación renovable. Ni siquiera se trata de disponer de bonos eléctricos para los hogares que no pueden hacer frente a la factura eléctrica. La verdadera tarea pendiente es que los diversos agentes involucrados establezcan objetivos y líneas de acción alcanzables y realistas que respondan a las necesidades de estos territorios.

7.3 Futuras líneas de investigación

Como futuras líneas de investigación, se destaca la necesidad de extrapolar y comparar estudios de diversos entornos aislados. La isla de Reunión en Francia, el archipiélago de Cabo Verde, las Islas Azores o Malta, constituyen entornos que con sus diferencias y similitudes, merecería la pena comparar con el SEI canario.

Así mismo, las redes inteligentes tienen un rol decisivo en el futuro próximo del transporte y distribución de electricidad. No cabe duda que, dentro de esas medidas para avanzar hacia una transición energética, los retos que deben ser estudiados para el SEI canario serían los siguientes:

- La digitalización, automatización y planificación de los protocolos de comunicación.
- El autoconsumo. Con el desarrollo de su nuevo marco legal, cada usuario podrá adoptar la figura de consumidor y generador según sus necesidades. En este sentido, se requiere investigar sobre la bidireccionalidad de las redes.
- El equilibrio entre consumo y demanda eléctricos, que en los entornos peninsulares se consigue con el balance entre territorios interconectados, se puede conseguir a través de una gestión más inteligente de la red y de una mayor capacidad de predicción, según cada grupo de usuarios.
- Desarrollo de un marco regulatorio que asegure la estabilidad, rentabilidad y regule la aparición de nuevos agentes en el mercado eléctrico.

Por otro lado, en esta planificación integrada hacia la eficiencia en la demanda energética y la sostenibilidad, el nexo agua-energía no debe dejarse de lado en el archipiélago canario ni en entornos con similares condiciones. Es más, sería interesante la optimización de la gestión energética del ciclo integral del agua y la creación de nuevas cadenas de valor.

Además, si se pretende la integración a gran escala de energías renovables en el archipiélago canario, se deben estudiar con profundidad, al menos, la gestión de la demanda y el desarrollo de sistemas de almacenamiento energético.

Por último, el modelado de sistemas de alta penetración del recurso renovable para las islas debe mejorarse aún más y combinarlo con proyectos de demostración reales, pues como se ha dicho, estas islas constituyen un marco idóneo para realizar pruebas piloto. Como consecuencia de esto, el archipiélago se beneficiaría de forma significativa del contacto con tecnologías novedosas, expertos y nuevos conocimientos.

Bibliografía

- Adler, E. y Inbar, M. (2007). Shoreline sensitivity to oil spills, the Mediterranean coast of Israel: Assessment and analysis. *Ocean & Coastal Management*, 50(1-2):24–34.
- Aigner, D., Lovell, C. K., y Schmidt, P. (1977). Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. *Journal of Econometrics*, 6(1):21–37.
- Alonso, D. (2015). Minería de vertederos, una solución a la acumulación de residuos. Greene Waste to Energy, S.L. Disponible online: https://greene.es/blog/mineria-de-vertederos-una-solucion-a-la-acumulacion-de-residuos_42.html (consultado en diciembre de 2018).
- Amigun, B., Musango, J. K., y Stafford, W. (2011). Biofuels and sustainability in Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2):1360–1372.
- Amores, A. (2018). Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación. *Cuadernos de Energía*, (55):36–49.
- Aragónés, V., Barquín, J., y Alba, J. (2016). The New Spanish Self-consumption Regulation. *Energy Procedia*, 106:245 – 257. Energy Economics Iberian Conference, EEIC 2016, 4-5 February 2016, Lisbon, Portugal.

- Associació Ecoserveis (2018). Conceptos vinculados a la pobreza energética. Disponible online: <https://www.ecoserveis.net/es/conceptes-vinculats-a-la-pobresa-energetica> (consultado en marzo de 2019).
- Balbastre, A. (2017). Situación actual del autoconsumo. In *Jornada sobre autoconsumo y las ayudas del IVACE para el sector*. Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales y de Grado de Valencia (COGITI). Valencia, España.
- Banfi, S., Doll, C., Maibach, M., Rothengatter, W., Schenkel, P., Sieber, N., y Zuber, J. (2000). *External costs of transport: Accident, environmental and congestion costs of transport in Western Europe*. INFRAS/IWW.
- Beerachee, B. (2012). Overview of wastes management in Mauritius. Solid Waste Management Division, Ministry of Local Government and Outer Islands.
- Bellas, J. (2014). The implementation of the Marine Strategy Framework Directive: Shortcomings and limitations from the Spanish point of view. *Marine Policy*, 50:10–17.
- Benes, J., Chauvet, M., Kamenik, O., Kumhof, M., Laxton, D., Mursula, S., y Selody, J. (2012). The future of oil: geology versus technology. IMF working paper n. 12/109, Washington.
- Benyus, J. M. (2002). *Biomimicry: Innovation Inspired by Nature*. Harper-Collins, New York.
- Bianchi, R. V. (2004). Tourism restructuring and the politics of sustainability: A critical view from the European periphery (The Canary Islands). *Journal of Sustainable Tourism*, 12(6):495–529.
- Birol, F. et al. (2007). Energy economics: a place for energy poverty in the agenda? *Energy Journal*, 28(3):1.

- Boardman, B. (1991). *Fuel Poverty: From Cold Homes to Affordable Warmth*. Belhaven Press, London.
- BOC (2001). Decreto 161/2001, de 30 de julio, por el que se aprueba el Plan Integral de Residuos de Canarias. Boletín Oficial de Canarias núm. 134; de 15 de octubre de 2001. Disponible online: <http://www.gobiernodecanarias.org/boc/2001/134/001.html> (consultado en noviembre de 2018).
- Bond, R., Straub, C., y Prober, R. (1972). *Handbook of Environmental Control*. CRC Press, Boca Raton, Florida.
- Bouzarovski, S. y Petrova, S. (2015). The EU energy poverty and vulnerability agenda: an emergent domain of transnational action. In *Energy policy making in the EU*, pages 129–144. Springer.
- Bouzarovski, S. y Tirado Herrero, S. (2017). The energy divide: Integrating energy transitions, regional inequalities and poverty trends in the European Union. *European Urban and Regional Studies*, 24(1):69–86.
- Bradshaw, J. y Hutton, S. (1983). Social policy options and fuel poverty. *Journal of Economic Psychology*, 3(3-4):249–266.
- Cabildo de La Gomera (2015). Datos del Complejo Ambiental del Consejo Insular de La Gomera. Desarrollo del territorio y sostenibilidad. Disponible online: <https://www.lagomera.es/complejo-medioambiental> (consultado en mayo de 2015).
- Cai, Y., Huang, G. H., Lin, Q., Nie, X., y Tan, Q. (2009). An optimization-model-based interactive decision support system for regional energy management systems planning under uncertainty. *Expert Systems with Applications*, 36(2):3470–3482.
- Calpa, M., Castillo-Cagigal, M., Matallanas, E., Caamaño-Martín, E., y Gutiérrez, A. (2016). Effects of Large-scale PV Self-consumption on the Aggregated Consumption. *Procedia Computer Science*, 83:816 – 823. The

- 7th International Conference on Ambient Systems, Networks and Technologies (ANT 2016) / The 6th International Conference on Sustainable Energy Information Technology (SEIT-2016) / Affiliated Workshops.
- Camilleri-Fenech, M., Oliver-Solà, J., Farreny, R., y Gabarrell, X. (2018). Where do islands put their waste?—A material flow and carbon footprint analysis of municipal waste management in the Maltese Islands. *Journal of Cleaner Production*, 195:1609–1619.
- Camphuysen, C. J. (2007). *Chronic oil pollution in Europe*. IFAW, Brussels.
- Carpenter, A., Lozano, R., Sammalisto, K., y Astner, L. (2018). Securing a port's future through Circular Economy: Experiences from the Port of Gävle in contributing to sustainability. *Marine Pollution Bulletin*, 128:539–547.
- Chen, F., Duic, N., Alves, L. M., y da Graça Carvalho, M. (2007). Renewislands—renewable energy solutions for islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(8):1888–1902.
- Ciarreta, A., Espinosa, M. P., y Pizarro-Irizar, C. (2014). Is green energy expensive? empirical evidence from the spanish electricity market. *Energy Policy*, 69:205–215.
- Ciarreta, A., Nasirov, S., y Silva, C. (2016). The development of market power in the spanish power generation sector: Perspectives after market liberalization. *Energy policy*, 96:700–710.
- Colmenar-Santos, A., Palomo-Torrejón, E., Rosales-Asensio, E., y Borge-Diez, D. (2018). Measures to Remove Geothermal Energy Barriers in the European Union. *Energies*, 11(11):3202.
- Comisión de expertos sobre la transición energética (2018). Análisis y propuestas para la descarbonización. Informe técnico. Disponible online: <https://www.mincotur.gob.es> (consultado en enero de 2019).

- Comisión Europea (2017). Propuesta del Parlamento Europeo y del Consejo que modifica la Directiva 2009/33/CE, relativa a la promoción de vehículos de transporte por carretera limpios y energéticamente eficientes. Bruselas.
- Comité Económico y Social Europeo (2013). Por una acción europea coordinada para prevenir y combatir la pobreza energética. Dictamen del CESE. TEN/516. Disponible online: <http://www.prefieres.es/images/articulos/Biblioteca-38.pdf> (consultado en febrero de 2019).
- Commoner, B. (2014). *The closing circle: nature, man, and technology*. Alfred A. Knopf, New York.
- Corral, S., Romero, D., Tejedor, M., Jiménez, C., Legna-de, D., Dorta-Santos, M., y Díaz, F. J. (2016). Assessing Jatropha Crop Production Alternatives in Abandoned Agricultural Arid Soils Using MCA and GIS. *Sustainability*, 8(6):505.
- Costantini, V. y Monni, S. (2008). Environment, human development and economic growth. *Ecological Economics*, 64(4):867–880.
- Cubiñá, I. (2010). Cradle to cradle: diseñando abundancia. *Investigación y Marketing*, 109:64–68.
- Day, R., Walker, G., y Simcock, N. (2016). Conceptualising energy use and energy poverty using a capabilities framework. *Energy Policy*, 93:255–264.
- De Otto, S. y Bevacqua, M. (2015). Revolución energética para las Islas Canarias. Informe Técnico. Greenpeace, Madrid.
- Del Guayo Castiella, I. (2016). Pobreza energética, clientes vulnerables y bono social. *Cuadernos de Energía*, (50):74–81.

- Demirbas, A. (2009). Biorefineries: current activities and future developments. *Energy Convers. Manage*, 50(11):2782–2801.
- Di Vaio, A. y Varriale, L. (2018). Management innovation for environmental sustainability in seaports: Managerial accounting instruments and training for competitive green ports beyond the regulations. *Sustainability*, 10(3):783.
- Di Vaio, A., Varriale, L., y Trujillo, L. (2019). Management Control Systems in port waste management: Evidence from Italy. *Utilities Policy*, 56:127–135.
- Díaz, A., Ramos-Real, F., Marrero, G., y Perez, Y. (2015). Impact of electric vehicles as distributed energy storage in isolated systems: The case of Tenerife. *Sustainability*, 7(11):15152–15178.
- Dirección General de Industria y Energía (2018). *Manual de Geotermia de Canarias*. Consejería de Economía, Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Canarias. Disponible online: <http://www.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/publicaciones> (consultado en diciembre de 2018).
- Dorta-Santos, M., Tejedor, M., Jiménez, C., Hernández-Moreno, J. M., Palacios-Díaz, M. P., y Díaz, F. J. (2014). Recycled urban wastewater for irrigation of *Jatropha curcas* L. in abandoned agricultural arid land. *Sustainability*, 6(10):6902–6924.
- EC (1999). Council Directive 1999/31/EC of 26 April 1999 on the landfill of waste. Off. J. Eur. Union L 182, 1-19 (16.07.1999). Disponible online: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/1999/31/oj> (consultado en noviembre de 2018).
- EC (2000). Directive 2000/59/EC of the European Parliament and of the Council of 27 November 2000 on port reception facilities for ship-generated waste and cargo residues - Commission declaration. Off. J.

- Eur. Union L 332, 81-90 (28.12.2000). Disponible online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex:32000L0059> (consultado en diciembre de 2018).
- EC (2008a). Directive 2008/56/EC of the European Parliament and of the Council of 17 June 2008, Establishing a Framework for Community action in the Field of Marine Environmental Policy (Marine Strategy Framework Directive. Off. J. Eur. Union L 164, 19-40 (25.06.2018). Disponible online: <http://data.europa.eu/eli/dir/2008/56/oj> (consultado en diciembre de 2018).
- EC (2008b). Directive 2008/98/CE of the European parliament and of the Council of 19 November 2008 on waste and repealing certain directives. Off. J. Eur. Union L 312, 3-30 (22.11.2008). Disponible online: <http://data.europa.eu/eli/dir/2008/98/oj> (consultado en julio de 2018).
- EC (2009). Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Repealing Directive 2003/54/EC. Off. J. Eur. Union L 315, 1 (14.11.2012).
- EC (2015). Closing the Loop - an EU Action Plan for the Circular Economy, Com(2015) 614 Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. European Commission, Brussels.
- EC (2016). The Efficient Functioning of Waste Markets in the European Union. Legislative and Policy Options. Final Report. European Commission, Brussels. Disponible online: <http://ec.europa.eu/environment/waste/studies/pdf> (consultado en junio de 2018).
- El Hanandeh, A. y El Zein, A. (2011). Are the aims of increasing the share of green electricity generation and reducing ghg emissions always compatible? *Renewable Energy*, 36(11):3031–3036.

- ENTSO-E (2018). Ten Year Network Development Plan 2018 (TYNDP 2018). Scenario Report. ENTSO-E Research and Development Committee. Disponible online: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018> (consultado en enero de 2019).
- Erdinc, O., Paterakis, N. G., y Catalão, J. P. (2015). Overview of insular power systems under increasing penetration of renewable energy sources: Opportunities and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52:333–346.
- Etkin, D. S. (1999). Estimating cleanup costs for oil spills. In *Proceedings of the 1999 International Oil Spill Conference*, pages 35–39, Washington, DC, USA. American Petroleum Institute.
- Etkin, D. S. (2003). Modeling oil spill response and damage costs. In *Proceedings of the 2003 International Oil Spill Conference*, page 15, Washington, DC, USA. American Petroleum Institute.
- Expósito, A. y Velasco, F. (2018). Municipal solid-waste recycling market and the European 2020 Horizon Strategy: A regional efficiency analysis in Spain. *Journal of Cleaner Production*, 172:938–948.
- Filippini, M. y Hunt, L. C. (2012). US residential energy demand and energy efficiency: A stochastic demand frontier approach. *Energy Economics*, 34(5):1484–1491.
- Fokaides, P. A. y Kylili, A. (2014). Towards grid parity in insular energy systems: The case of photovoltaics (PV) in Cyprus. *Energy Policy*, 65:223–228.
- Fusco Girard, L. (2013). Toward a smart sustainable development of port cities/areas: The role of the “Historic Urban Landscape” approach. *Sustainability*, 5(10):4329–4348.

- Geissdoerfer, M., Savaget, P., Bocken, N. M., y Hultink, E. J. (2017). The Circular Economy—A new sustainability paradigm? *Journal of Cleaner Production*, 143:757–768.
- Geng, Y., Zhang, P., P. Ct, R., y Fujita, T. (2009). Assessment of the National Eco-Industrial Park Standard for Promoting Industrial Symbiosis in China. *Journal of Industrial Ecology*, 13.
- Georgiou, P. N., Mavrotas, G., y Diakoulaki, D. (2011). The effect of islands' interconnection to the mainland system on the development of renewable energy sources in the Greek power sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6):2607–2620.
- Ghisellini, P., Cialani, C., y Ulgiati, S. (2016). A review on circular economy: the expected transition to a balanced interplay of environmental and economic systems. *Journal of Cleaner Production*, 114:11–32.
- Gitrakos, G. P., Tsoutsos, T. D., y Zografakis, N. (2009). Sustainable power planning for the island of Crete. *Energy policy*, 37(4):1222–1238.
- Gilman, E. L., Ellison, J., Duke, N. C., y Field, C. (2008). Threats to mangroves from climate change and adaptation options: a review. *Aquatic botany*, 89(2):237–250.
- Gils, H. C. y Simon, S. (2017). Carbon neutral archipelago – 100 % renewable energy supply for the Canary Islands. *Applied energy*, 188:342–355.
- GOBCAN (2010). Estudio de composición y caracterización de los residuos sólidos urbanos de la Comunidad Autónoma de Canarias. Informe Técnico. Gobierno de Canarias.
- GOBCAN (2017a). Estrategia energética de Canarias 2015-2025: documento preliminar. Informe técnico de la Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento del Gobierno de Canarias.

- GOBCAN (2017b). La pobreza energética en Canarias. Análisis de sus incidencias y propuestas de acción. Informe del Comisionado de Inclusión Social y Lucha contra la Pobreza. Disponible online: <http://www.gobiernodecanarias.org/presidencia> (consultado en marzo de 2019).
- GOBCAN (2018). Anuario Energético de Canarias 2017. Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento del Gobierno de Canarias. Disponible online: <http://www.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/> (consultado en marzo de 2019).
- Gómez, A. G., Ondiviela, B., Puente, A., y Juanes, J. A. (2015). Environmental risk assessment of water quality in harbor areas: a new methodology applied to European ports. *Journal of Environmental Management*, 155:77–88.
- Gómez, G., Cabos, W. D., Liguori, G., Sein, D., Lozano-Galeana, S., Fita, L., Fernández, J., Magariño, M. E., Jiménez-Guerrero, P., Montávez, J. P., et al. (2016). Characterization of the wind speed variability and future change in the Iberian Peninsula and the Balearic Islands. *Wind Energy*, 19(7):1223–1237.
- Gonçalves, M., Martinho, P., y Soares, C. G. (2014). Assessment of wave energy in the Canary Islands. *Renewable Energy*, 68:774–784.
- González, A., Pérez, J. C., Díaz, J. P., y Expósito, F. J. (2017). Future projections of wind resource in a mountainous archipelago, Canary Islands. *Renewable Energy*, 104:120–128.
- González-Eguino, M. (2015). Energy poverty: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47:377–385.
- Gordon, D., Adelman, L., Ashworth, K., Bradshaw, J., Levitas, R., Middleton, S., Pantazis, C., Patsios, D., Payne, S., Townsend, P., et al. (2000).

- Poverty and social exclusion in Britain*. Joseph Rowntree Foundation, York.
- Graedel, T. E. y Allenby, B. R. (1995). *Industrial Ecology*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, N.J.
- Greenpace (2011). New technologies for the treatment of urban waste: old risks and no solution. Greenpace publications.
- Grevisse, F. y Brynart, M. (2011). Energy poverty in Europe: Towards a more global understanding. *Eur. Counc. Energy Effic. Econ*, 71:537–549.
- Guerrero-Lemus, R., de la Nuez, I., y González-Díaz, B. (2018). Rebuttal letter to the article entitled: “Spatial planning to estimate the offshore wind energy potential in coastal regions and islands. Practical case: The Canary Islands”. *Energy*, 153:12–16.
- Guerrero-Lemus, R., González-Díaz, B., Ríos, G., y Dib, R. N. (2015). Study of the new Spanish legislation applied to an insular system that has achieved grid parity on PV and wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49:426–436.
- Hallam, C. R. y Contreras, C. (2015). Evaluation of the levelized cost of energy method for analyzing renewable energy systems: A case study of system equivalency crossover points under varying analysis assumptions. *IEEE Systems Journal*, 9(1):199–208.
- Hanley, N., Moffatt, I., Faichney, R., y Wilson, M. (1999). Measuring sustainability: a time series of alternative indicators for Scotland. *Ecological Economics*, 28(1):55–73.
- Hernández-Brito, J., Monagas, V., González, J., Schallenberg, J., y Llinás, O. (2012). Vision for marine renewables in the Canary Islands. In *Proceedings of the 4th International Conference on Ocean Energy (ICOE2012)*, Dublin, Ireland, volume 1719.

- IDAE (2011a). Evaluación del potencial de energía de la biomasa. Estudio técnico PER 2011-2020. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- IDAE (2011b). Evaluación del potencial de energía de las olas. Estudio técnico PER 2011-2020. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- IDAE (2011c). Evaluación del potencial de energía geotérmica. Estudio técnico PER 2011-2020. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- IDAE (2011d). Situación y potencial de valorización energética directa de residuos. Estudio técnico PER 2011-2020. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- Iglesias, G. y Carballo, R. (2010). Wave power for la isla bonita. *Energy*, 35(12):5013–5021.
- Iglesias, G. y Carballo, R. (2011). Wave resource in El Hierro – an island towards energy self-sufficiency. *Renewable Energy*, 36(2):689–698.
- IGME (1984). Análisis previo de la viabilidad técnico-económica de la explotación de energía geotérmica en distintas zonas (Tenerife, La Palma, Orense y Valles). Informe técnico final. Disponible online: <http://info.igme.es/sidPDF> (consultado en febrero de 2019).
- Iñiguez, M. E., Conesa, J. A., y Fullana, A. (2016). Marine debris occurrence and treatment: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64:394–402.
- International Maritime Organization (2002). *Articles, Protocols, Annexes and Unified Interpretations of the International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973, as Modified by the Protocol of 1978*. IMO, Londres, UK.

- International Maritime Organization (2018). Amendments to the Annex of the International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973, as Modified by the Protocol of 1978 Relating Thereto. Amendments to MARPOL Annex V. Disponible online: <https://www.irclass.org/media/3243/mepc-277-70.pdf> (consultado en octubre de 2018).
- IPCC (2002). CH₄ Emissions from Solid Waste Disposal. In: Background Papers - IPCC Expert Meetings on Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories. Institute for Global Environmental Strategies (IGES), Japan, pp. 419-439. Disponible online: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/bgp/5_1.CH4_Solid_Waste.pdf (consultado en diciembre de 2018).
- IPCC (2006). IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, vol. 5. Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponible online: www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol5.html (consultado en julio de 2018).
- IPCC (2014). *Climate change 2014: synthesis report. Intergovernmental panel for climate change*. Cambridge University Press, Cambridge.
- ITC (2013). Estudio para la implantación del vehículo eléctrico en Canarias. Instituto Tecnológico de Canarias. Informe técnico. Disponible online: <https://ve.renovae.org/> (consultado en enero de 2019).
- Jofra, M., Font, D., Mestre, M., y Puig, I. (2011). Estudio sobre modelos de gestión de residuos en zonas insulares. Ent, environment and management. Barcelona.
- Johnston, P., Everard, M., Santillo, D., y Robèrt, K.-H. (2007). Reclaiming the definition of sustainability. *Environmental Science and Pollution Research International*, 14(1):60–66.

- Jönsson, O., Polman, E., Jensen, J. K., Eklund, R., Schyl, H., e Ivarsson, S. (2003). Sustainable gas enters the European gas distribution system. Raport Danish Gas Technology Center. Available online: <http://www.dgc.eu/sites/default/files/filarkiv/documents/> (consultado en enero de 2019).
- Kästel, P. y Gilroy-Scott, B. (2015). Economics of pooling small local electricity prosumers–LCOE & self-consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51:718 – 729.
- Kirchherr, J., Reike, D., y Hekkert, M. (2017). Conceptualizing the circular economy: An analysis of 114 definitions. *Resources, Conservation and Recycling*, 127:221–232.
- Kothari, R., Kumar, V., Panwar, N., y Tyagi, V. (2014). Municipal solid-waste management strategies for renewable energy options. In *Sustainable bioenergy production*, pages 276–295. CRC Press.
- Kowlessar, P. (2012). Solid Waste Management in Mauritius. Solid Waste Management Division, Ministry of Local Government and Outer Islands. Available online: <http://environment.govmu.org/English/Pages/swmd/SWMD-Solid-Waste-In-Mauritius.aspx> (consultado en enero de 2019).
- Kuang, Y., Zhang, Y., Zhou, B., Li, C., Cao, Y., Li, L., y Zeng, L. (2016). A review of renewable energy utilization in islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59:504–513.
- Kumar, J., Kumpulainen, L., y Kauhaniemi, K. (2019). Technical design aspects of harbour area grid for shore to ship power: State of the art and future solutions. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 104:840–852.
- Kumar, S., Gaikwad, S., Shekdar, A., Kshirsagar, P., y Singh, R. (2004). Esti-

- mation method for national methane emission from solid waste landfills. *Atmospheric Environment*, 38(21):3481–3487.
- Kumar, S., Mathieux, F., Onwubolu, G., y Chandra, V. (2007). A novel powder metallurgy-based method for the recycling of aluminum adapted to a small island developing state in the Pacific. *International Journal of Environmentally Conscious Design & Manufacturing*, 13(3, 4):1–22.
- Lang, T., Ammann, D., y Girod, B. (2016). Profitability in absence of subsidies: A techno-economic analysis of rooftop photovoltaic self-consumption in residential and commercial buildings. *Renewable Energy*, 87:77 – 87.
- Latorre, F. J. G., Quintana, J. J., y de la Nuez, I. (2019). Technical and economic evaluation of the integration of a wind-hydro system in El Hierro island. *Renewable Energy*, 134:186–193.
- Leal Filho, W., Brandli, L., Moora, H., Kruopienė, J., y Stenmarck, Å. (2016). Benchmarking approaches and methods in the field of urban waste management. *Journal of Cleaner Production*, 112:4377–4386.
- Leiva, J., Palacios, A., y Aguado, J. A. (2016). Smart metering trends, implications and necessities: A policy review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55:227–233.
- Linnenluecke, M. K., Stathakis, A., y Griffiths, A. (2011). Firm relocation as adaptive response to climate change and weather extremes. *Global Environmental Change*, 21(1):123–133.
- Liu, X. y Wirtz, K. W. (2006). Total oil spill costs and compensations. *Maritime Policy & Management*, 33(1):49–60.
- Liu, Y., Yu, S., Zhu, Y., Wang, D., y Liu, J. (2018). Modeling, planning, application and management of energy systems for isolated areas: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82:460–470.

- López Peña, Á. (2014). *Evaluation and design of sustainable energy policies: an application to the case of Spain*. (Tesis doctoral). Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
- Lovins, A. B. (1976). Energy strategy: the road not taken. *Foreign Affairs*, 55(1):65.
- Lyle, J. T. (1996). *Regenerative Design for Sustainable Development*. John Wiley & Sons, New York; Chichester.
- MAGRAMA (2015). Plan Estatal Marco de Gestión de Residuos (PEMAR) 2016-2022. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Disponible online: <http://www.mapama.gob.es> (consultado en junio de 2018).
- Mantel, K. (1990). *Wald und Forst in der Geschichte*. M. & H. Schaper, Hannover.
- MAPAMA (2002). Real Decreto 1481/2001, de 27 de diciembre, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero. Boletín Oficial del Estado núm. 25; de 1 de enero de 2002. BOE-A-2002-1967. Disponible online: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2001/12/27/1481> (consultado en marzo de 2018).
- Marrero, G. A. y Ramos-Real, F. J. (2010). Electricity generation cost in isolated system: the complementarities of natural gas and renewables in the canary islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9):2808–2818.
- Martín-Chivelet, N. y Montero-Gómez, D. (2017). Optimizing photovoltaic self-consumption in office buildings. *Energy and Buildings*, 150:71 – 80.
- Martínez, D. M. y Ebenhack, B. W. (2008). Understanding the role of energy consumption in human development through the use of saturation phenomena. *Energy Policy*, 36(4):1430–1435.

- McDonough, W. y Braungart, M. (2002). *Cradle to cradle: Remaking the way we make things*. North Point Press, New York.
- Mendizábal, R. (2012). Michael Porter y las estrategias competitivas. *Bolivia Económica*.
- Mendoza-Vizcaino, J., Sumper, A., Sudria-Andreu, A., y Ramirez, J. (2016). Renewable technologies for generation systems in islands and their application to cozumel island, mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64:348–361.
- Merino, J., Venganzones, C., Sánchez, J. A., Martínez, S., y Platero, C. A. (2012). Power system stability of a small sized isolated network supplied by a combined wind-pumped storage generation system: A case study in the Canary Islands. *Energies*, 5:2351–2369.
- Michalena, E. y Angeon, V. (2009). Local challenges in the promotion of renewable energy sources: the case of Crete. *Energy Policy*, 37(5):2018–2026.
- MIFOM (2002). Real Decreto 1381/2002, de 20 de diciembre, sobre instalaciones portuarias de recepción de desechos generados por los buques y residuos de carga. Boletín Oficial del Estado núm. 305; de 21 de diciembre de 2002. BOE-A-2002-24910. Disponible online: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2002/12/20/1381> (consultado en marzo de 2018).
- MINECO (2018). Real Decreto 1458/2018, de 14 de diciembre, por el que se declaran oficiales las cifras de población resultantes de la revisión del padrón municipal referidas al 1 de enero de 2018. Boletín Oficial del Estado núm. 314, de 29 de diciembre de 2018. BOE-A-2018-18083. Disponible online: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2018/12/14/1458> (consultado en enero de 2019).

- MINER (1997). Ley 541997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado núm. 285; de 28 de Noviembre de 1997. BOE-A-1997-25340. Disponible online: <https://www.boe.es/eli/es/l/1997/11/27/54> (consultado en enero de 2018).
- MINETUR (2012). Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. Boletín Oficial del Estado núm. 78; de 31 de marzo de 2012. BOE-A-2012-4442. Disponible online: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2012/03/30/13> (consultado en junio de 2018).
- MINETUR (2013a). Ley 17/2013, de 30 de octubre de 2013, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Boletín Oficial del Estado núm. 260; de 30 de octubre de 2013. BOE-A-2013-11332. Disponible online: <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/10/29/17> (consultado en mayo de 2018).
- MINETUR (2013b). Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado No. 310; de 27 de Diciembre de 2013. BOE-A-2013-13645. Disponible online: <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/26/24/con> (consultado en enero de 2016).
- MINETUR (2013c). Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Boletín Oficial del Estado núm. 167, de 13 de julio de 2013. BOE-A-2013-7705. Disponible online: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2013/07/12/9> (consultado en mayo de 2018).

MINETUR (2014). Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Boletín Oficial del Estado núm. 140; de 10 de junio de 2014. BOE-A-2014-6123. Disponible online: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2014/06/06/413/con> (consultado en junio de 2018).

MINETUR (2015a). Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la red de Transporte de Energía 2015–2020 del Gobierno de España. Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Disponible online: <http://www.mincotur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygases/desarrollo2015-2020/Documents> (consultado en diciembre de 2017).

MINETUR (2015b). Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Boletín Oficial del Estado núm. 183; de 1 de agosto de 2015. BOE-A-2015-8646. Disponible online: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2015/07/31/738> (consultado en junio de 2018).

MINHAP (2012a). Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de remuneración y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Boletín Oficial del Estado núm. 24; de 28 de enero de 2012. BOE-A-2012-1310. Disponible online: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2012/01/27/1> (consultado en junio de 2018).

MINHAP (2012b). Real Decreto-Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad. Boletín Oficial del Estado núm. 168;

- de 14 de julio de 2012. BOE-A-2012-9364. Disponible online: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2012/07/13/20> (consultado en junio de 2018).
- MINHAP (2015). Análisis de las actuaciones sobre los sistemas eléctricos extrapeninsulares y justificación de su inclusión en el OT4: economía baja en carbono. Informe de la Subdirección General de Programación Territorial y Evaluación de Programas Comunitarios.
- MIT (2016). *Utility of the Future. An MIT Energy Initiative Response to an Industry in Transition*. Cambridge, MA, USA.
- MITECO (2018). Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Boletín Oficial del Estado núm. 242; de 6 de octubre de 2018. BOE-A-2018-13593. Disponible online: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/10/05/15> (consultado en febrero de 2019).
- Mohan, D., Pittman, C. U., y Steele, P. H. (2006). Pyrolysis of wood/biomass for bio-oil: A critical review. *Energy & Fuels*, 20(3):848–889.
- Mohee, R., Mauthoor, S., Bundhoo, Z. M., Somaroo, G., Soobhany, N., y Gunasee, S. (2015). Current status of solid waste management in small island developing states: a review. *Waste Management*, 43:539–549.
- Moreno-Gutiérrez, J., Pájaro-Velázquez, E., Amado-Sánchez, Y., Rodríguez-Moreno, R., Calderay-Cayetano, F., y Durán-Grados, V. (2019). Comparative analysis between different methods for calculating on-board ship's emissions and energy consumption based on operational data. *Science of the Total Environment*, 650:575–584.
- Newman, P. W. G. y Kenworthy, J. R. (1989). Gasoline consumption and cities: a comparison of US cities with a global survey. *Journal of the American Planning Association*, 55(1):24–37.

- Ng, A. K. y Song, S. (2010). The environmental impacts of pollutants generated by routine shipping operations on ports. *Ocean & Coastal Management*, 53(5-6):301–311.
- Nijkamp, P. y Kourtit, K. (2013). The “New Urban Europe”: Global challenges and local responses in the urban century. *European Planning Studies*, 21(3):291–315.
- Onwuegbuchunam, D., Ebe, T., Okoroji, L., y Essien, A. (2017). An Analysis of Ship-Source Marine Pollution in Nigeria Seaports. *Journal of Marine Science and Engineering*, 5(3):39.
- Ortega, P. (2017). Innovando para una economía circular en Europa. In *XI Cumbre Europea de Economía Circular COTEC*, Congreso celebrado en el Palacio Real de El Pardo, España.
- Pauli, G. A. (2010). *The Blue Economy: 10 Years, 100 Innovations, 100 Million Jobs*. Paradigm publications, Taos, New Mexico.
- PDGR (1982). Plan Director para la Gestión de Residuos Sólidos en la isla de La Gomera. Síntesis. Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo. Centro de Estudios de Ordenación del Territorio y Medio Ambiente. Disponible online: <https://mdc.ulpgc.es/cdm/ref/collection/MDC/id/40864> (consultado en octubre de 2018).
- PECAN (2007). Plan Energético de Canarias. Informe técnico. Disponible en: <http://www.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/temas/planificacion> (consultado en diciembre de 2018).
- Pérez, J. C., González, A., Díaz, J. P., Expósito, F. J., y Felipe, J. (2019). Climate change impact on future photovoltaic resource potential in an orographically complex archipelago, the Canary Islands. *Renewable Energy*, 133:749–759.
- Peter, M. (2002). Energy production from biomass (part 2): conversion technologies. *Bioresource Technology*, 83(1):47–54.

- Poletto, J. A. y Da Silva, C. L. (2009). Influencia de la separación de residuos sólidos urbanos para reciclaje en el proceso de incineración con generación de energía. *Información Tecnológica*, 20(2):105–112.
- Praene, J. P., David, M., Sinama, F., Morau, D., y Marc, O. (2012). Renewable energy: Progressing towards a net zero energy island, the case of Reunion Island. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1):426–442.
- Prieto, L. F., Rodríguez, G. R., y Rodríguez, J. S. (2019). Wave energy to power a desalination plant in the north of Gran Canaria Island: Wave resource, socioeconomic and environmental assessment. *Journal of Environmental Management*, 231:546–551.
- PTEOR (2011). Texto Refundido del Plan Territorial Especial de Ordenación de Residuos de Tenerife. Cabildo Insular de Tenerife. Disponible online: <http://www.tenerife.es/planes/PTEOResiduos/PTEOResiduosindex> (consultado en octubre de 2018).
- Quesada-Ruiz, L. C., Rodriguez-Galiano, V., y Jordá-Borrell, R. (2019). Characterization and mapping of illegal landfill potential occurrence in the Canary Islands. *Waste Management*, 85:506–518.
- Rahman, M. M., Mostafiz, S. B., Paatero, J. V., y Lahdelma, R. (2014). Extension of energy crops on surplus agricultural lands: A potentially viable option in developing countries while fossil fuel reserves are diminishing. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29:108–119.
- Rajvanshi, A. K. (1986). Biomass gasification. *Alternative Energy in Agriculture*, 2:83–102.
- Ramos-Real, F. J., Barrera-Santana, J., Ramírez-Díaz, A., y Perez, Y. (2018). Interconnecting isolated electrical systems. The case of Canary Islands. *Energy Strategy Reviews*, 22:37–46.

- Ramos-Suárez, J., Ritter, A., González, J. M., y Pérez, A. C. (2019). Biogas from animal manure: A sustainable energy opportunity in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104:137–150.
- Red Eléctrica de España (2018). Estadísticas e informes del sistema eléctrico. Disponible online: <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual> (consultado en diciembre de 2018).
- Red Eléctrica de España (2018). Informe del Sistema Eléctrico Español 2017. Informe técnico. Disponible en: <https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2017> (consultado en enero de 2019).
- Red Eléctrica de España (2019). Estadísticas e informes del Sistema Eléctrico Español. Disponible online: <https://www.esios.ree.es/es/analisis> (consultado en enero de 2019).
- Renou, S., Givaudan, J., Poulain, S., Dirassouyan, F., y Moulin, P. (2008). Landfill leachate treatment: Review and opportunity. *Journal of Hazardous Materials*, 150(3):468–493.
- Rodríguez del Castillo, M. (2014). Los sistemas eléctricos no peninsulares. *Cuaderno de Energía*, (42).
- Santamarta, J. C., Rodríguez-Martín, J., Arraiza, M. P., y López, J. V. (2014). Waste problem and management in insular and isolated systems. Case Study in the Canary Islands (Spain). *IERI Procedia*, 9:162–167.
- Sanz-Hernández, A. (2019). Social engagement and socio-genesis of energy poverty as a problem in Spain. *Energy Policy*, 124:286–296.
- Scarlat, N., Motola, V., Dallemand, J., Monforti-Ferrario, F., y Mofo, L. (2015). Evaluation of energy potential of municipal solid waste from african urban areas. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50:1269–1286.

- Scarpellini, S., Hernández, M. A. S., Moneva, J. M., Portillo-Tarragona, P., y Rodríguez, M. E. L. (2019). Measurement of spatial socioeconomic impact of energy poverty. *Energy Policy*, 124:320–331.
- Schallenberg-Rodríguez, J. y Montesdeoca, N. G. (2018). Spatial planning to estimate the offshore wind energy potential in coastal regions and islands. practical case: The canary islands. *Energy*, 143:91–103.
- Sen, A. (1999). *Development as freedom*. Oxford University Press, Oxford.
- Sierra, J., González-Marco, D., Sospedra, J., Gironella, X., Möso, C., y Sánchez-Arcilla, A. (2013). Wave energy resource assessment in lanzarote (spain). *Renewable Energy*, 55:480–489.
- Smith, A., Brown, K., Ogilvie, S., Rushton, K., Bates, J., et al. (2001). Waste Management Options and Climate Change. Final report to the European Commission, DG Environment, Luxembourg.
- Sovacool, B. K. (2012). The political economy of energy poverty: A review of key challenges. *Energy for Sustainable Development*, 16(3):272–282.
- Sovacool, B. K., Cooper, C., Bazilian, M., Johnson, K., Zoppo, D., Clarke, S., Eidsness, J., Crafton, M., Velumail, T., y Raza, H. A. (2012). What moves and works: Broadening the consideration of energy poverty. *Energy Policy*, 42:715–719.
- Stahel, W. (2010). *The performance economy*. Palgrave Macmillan, Basingstoke, New York.
- Tan, S. T., Hashim, H., Lim, J. S., Ho, W. S., Lee, C. T., y Yan, J. (2014). Energy and emissions benefits of renewable energy derived from municipal solid waste: Analysis of a low carbon scenario in Malaysia. *Applied Energy*, 136:797–804.
- Tan, S. T., Ho, W. S., Hashim, H., Lee, C. T., Taib, M. R., y Ho, C. S. (2015). Energy, economic and environmental (3E) analysis of waste-to-

- energy (WTE) strategies for municipal solid waste (MSW) management in Malaysia. *Energy Conversion and Management*, 102:111–120.
- Tirado Herrero, S., Jiménez Meneses, L., Irigoyen Hidalgo, V. M., y López Fernández, J. L. (2018). Pobreza energética en España. Hacia un sistema de indicadores y una estrategia de actuación estatales. Asociación de Ciencias Ambientales, Madrid.
- Townsend, P. (1979). *Poverty in the United Kingdom: a survey of household resources and standards of living*. University of California Press, London.
- Uche-Soria, M. y Rodríguez-Monroy, C. (2018). Special Regulation of Isolated Power Systems: The Canary Islands, Spain. *Sustainability*, 10(7):2572.
- Uche-Soria, M. y Rodríguez-Monroy, C. (2019). Solutions to Marine Pollution in Canary Islands' ports: Alternatives and Optimization of Energy Management. *Resources*, 8(2):59.
- Van der Kroon, B., Brouwer, R., y Van Beukering, P. J. (2013). The energy ladder: Theoretical myth or empirical truth? Results from a meta-analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20:504–513.
- Van Nguyen, M. et al. (2015). *Uses of geothermal energy in food and agriculture: Opportunities for developing countries*. FAO.
- Velasco, M. C. y Ambrinos, F. U. (2016). La eficiencia energética como instrumento para reducir la pobreza energética. *Cuadernos de Energía*, (48):30–37.
- Yigit, K. y Acarkan, B. (2018). A new electrical energy management approach for ships using mixed energy sources to ensure sustainable port cities. *Sustainable Cities and Society*, 40:126–135.

ANEXO

■ **Producción científica relacionada en revistas indexadas:**

Revista *Sustainability* (JCR 2017 Impact Factor 2,075).

Autores Manuel Uche Soria y Carlos Rodríguez Monroy.

Artículo Uche-Soria, M.; Rodríguez-Monroy, C. Special Regulation of Isolated Power Systems: The Canary Islands, Spain. *Sustainability* 2018, 10, 2572.

Revista *Resources* (SCOPUS 2017 CiteScore 2,72 - Q1).

Manuel Uche Soria y Carlos Rodríguez Monroy.

Artículo Uche-Soria, M.; Rodríguez-Monroy, C. Solutions to Marine Pollution in Canary Islands' ports: Alternatives and Optimization of Energy Management. *Resources* 2019, 8, 59.

■ **Manuscritos en proceso de revisión en revistas indexadas:**

Revista *Sustainability* (JCR 2017 Impact Factor 2,075).

Autores Manuel Uche Soria y Carlos Rodríguez Monroy.

Artículo An efficient waste-to-energy model in isolated environments. Case study: La Gomera (Canary Islands) [en revisión].

Revista *Energy Policy* (JCR 2017 Impact Factor 4,039)

Autores Manuel Uche Soria y Carlos Rodríguez Monroy.

Artículo Paradigm shift in the energy sector of the Canary Islands: Towards an energy transition without complexes [en revisión].

■ **Difusión de resultados en congresos internacionales:**

Congreso XXII Congreso de Ingeniería de Organización.

12th International Conference on Industrial Engineering and Industrial Management held in Girona (Spain), 12th–13th July 2018.

Naturaleza Internacional.

Autores Manuel Uche Soria y Carlos Rodríguez Monroy.

Ponencia MARPOL issues in Canary Islands ports: Alternatives and optimization of energy management.

Congreso XXIII Congreso de Ingeniería de Organización.

13th International Conference on Industrial Engineering and Industrial Management held in Gijón (Spain), 11th–12th July 2019.

Naturaleza Internacional.

Autores Manuel Uche Soria y Carlos Rodríguez Monroy.

Ponencia An efficient waste to energy model for isolated environments.
Case study: La Gomera.