

Convenio Interadministrativo entre el Excmo. Cabildo Insular de Tenerife y la Universidad de La Laguna para el desarrollo de la Cátedra Institucional de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible Cabildo de Tenerife-Universidad de La Laguna

Proyecto: Análisis y definición de acciones de sostenibilidad energética y mitigación y adaptación al cambio climático 2020

ENTREGABLES BLOQUE II

Entregable Acción 1: Diagnóstico socioeconómico y energético general

Entregable Acción 5: Evaluación de tecnologías renovables y mix energético

Entregable Acción 7: Almacenamiento de la energía renovable

Convenio Interadministrativo entre el Excmo. Cabildo Insular de Tenerife y la Universidad de La Laguna para el desarrollo de la Cátedra Institucional de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible Cabildo de Tenerife-Universidad de La Laguna

Añualidad 2020

Proyecto: Análisis y definición de acciones de sostenibilidad energética y mitigación y adaptación al cambio climático 2020

Entregable Acción 1

Diagnóstico Socioeconómico y energético General

Entregable Acción 5

Evaluación de tecnologías renovables y mix energético

Entregable Acción 7

Almacenamiento de la energía renovable



Fecha de finalización: 28/05/2021

Aprobación

Fdo.: El Responsable del Proyecto

Contenido	
Nota preliminar.....	4
1. Diagnóstico socioeconómico y energético general.....	5
1.1. Introducción.....	5
1.2. Demanda de energía por sectores.....	5
1.3. Parque de Generación Eléctrica.....	8
1.4. Participación de las distintas fuentes y tecnologías en la cobertura de la demanda de energía eléctrica.....	13
1.5. Puntas de demanda de energía eléctrica.....	16
1.6. Pérdidas en transporte y distribución eléctrica.....	18
1.7. Costes de la electricidad.....	18
1.8. Potencial Fotovoltaico en cubiertas existentes.....	19
1.9. Potencial Eólico sobre suelo.....	21
1.10. Indicadores socioeconómicos.....	24
1.10.1. Empleos del Sector de las Energías Renovables.....	24
1.10.2. Intensidad energética.....	26
1.10.3. Consumo energético per cápita.....	26
2. Evaluación de Tecnologías, Mix Energético y Almacenamiento.....	27
2.1. Energías renovables.....	28
2.2. Sistemas de almacenamiento.....	30
2.3. Movilidad eléctrica.....	31
3. Costes de inversión y financieros.....	33
3.1. Tecnologías de generación.....	34
3.1.1. Sistemas convencionales.....	34
3.1.2. Energías renovables.....	36
3.2. Sistemas de almacenamiento.....	36
3.2.1. Baterías.....	36
3.2.2. Hidrobombeo.....	37
3.2.3. Hidrógeno.....	37
3.2.4. Movilidad eléctrica.....	37
4. Metodología.....	38
4.1. Sistemas de almacenamiento.....	38
4.1.1. Conjuntos de datos.....	38
4.1.2. Parámetros.....	40
4.1.3. Variables de decisión.....	41
4.1.4. Variables de decisión binarias.....	43
4.1.5. Formulación matemática.....	43
4.2. Demanda eléctrica.....	49
4.3. Semana de operación.....	53
4.4. Movilidad eléctrica.....	55

4.5.	Escenarios	55
4.6.	Datos	59
4.6.1.	Generadores convencionales	60
4.6.2.	Generadores renovables.....	60
4.6.3.	Almacenamiento.....	61
5.	Resultados	62
5.1.	Capacidad	62
5.2.	El mix energético	65
5.3.	Operación del sistema	67
5.4.	Coste	70
5.5.	Análisis de sensibilidad.....	71
5.5.1.	Efecto de los criterios de reserva	71
5.5.2.	Potencia renovable adicional	77
6.	Conclusiones al modelado del sistema eléctrico de Tenerife y posibilidades futuras	84
7.	Referencias.....	86

Nota preliminar

La Cátedra Institucional de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible es una iniciativa del Cabildo Insular de Tenerife (que además cofinancia sus actividades) y la Universidad de La Laguna, puesta en marcha en el año 2015 y dirigida al impulso de la formación, la divulgación y la realización de estudios de investigación en aquellos campos relacionados con la economía circular, el Medio Ambiente y la sostenibilidad, como medio para transitar hacia una isla que concilie la calidad de vida con el respeto a la Naturaleza.

Los objetivos fundamentales de la Cátedra son:

- Consolidar líneas de investigación existentes en materia de medio ambiente y sostenibilidad (en los órdenes ambiental, económico y social) e incorporar otras nuevas.
- Potenciar la ambientalización curricular en la ULL (Programas de formación del profesorado y del alumnado).
- Favorecer la innovación docente.
- Proporcionar formación a técnicos de la administración y de las empresas del sector privado y tejido asociativo en el ámbito de la sostenibilidad.
- Facilitar la transferencia de conocimientos, innovación y buenas prácticas a las administraciones, empresas y la sociedad en general en materia de sostenibilidad.
- Dar a conocer y difundir el concepto de desarrollo sostenible y economía circular, modelos económicos compatibles con el mismo, hábitos de vida y de consumo responsables, así como la sensibilización de la sociedad en torno a los problemas de sostenibilidad que enfrenta en los distintos ámbitos (cambio climático, gestión de residuos, energía, agua, agricultura, pesca, suelos, etc.).

Este documento ha sido elaborado dentro del Proyecto “Análisis y definición de acciones de sostenibilidad energética y mitigación y adaptación al cambio climático 2020” integrado en el Programa de Trabajo 2020 de la Cátedra Institucional de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible Cabildo de Tenerife-Universidad de La Laguna.

IMPORTANTE: La información contenida en el presente documento ha sido obtenida y actualizada a la fecha de su finalización, por lo que podrá sufrir variaciones con posterioridad sin previo aviso de acuerdo con los cambios legales, los planes formativos y, en última instancia, la evolución de los requisitos profesionales y técnicos.

1. Diagnóstico socioeconómico y energético general

1.1. Introducción

Las energías renovables y la eficiencia energética suponen un sector clave para el desarrollo de la isla de Tenerife, que además pueden suponer un incremento del empleo, de la renta de las familias y de los ingresos y los activos de las empresas, así como una disminución de la pobreza y la reorientación de la economía a una menor dependencia exterior. A su vez, pueden permitir al sector público un ahorro, un menor endeudamiento y una mejor amortización de inversiones. Además, es un sector que genera sinergias positivas en la lucha contra el cambio climático y el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones de la UE.

Es necesario tener presente que la energía es un recurso sin el cual no es posible el normal funcionamiento de las políticas de supervivencia y bienestar de la sociedad, desde los bienes esenciales como el agua (su desalación, extracción, bombeo, depuración y regeneración), los alimentos (riego, producción y transporte) o la vivienda y la edificación (nueva planta y rehabilitación), hasta el resto de políticas, como las educativas, sanitarias, de seguridad, transporte, gestión de residuos, así como todos los sectores económicos.

En esta primera parte del trabajo, se realiza un diagnóstico socioeconómico y energético general de la isla de Tenerife, en el que se pone de manifiesto la demanda de energía por sectores, el parque de generación eléctrica y los combustibles destinados a la misma, la participación de las distintas fuentes y tecnologías en la cobertura de la demanda de energía eléctrica, las puntas de demanda eléctricas, las pérdidas en las redes de transporte y distribución, los costes de la energía eléctrica, el potencial fotovoltaico de la isla sobre cubiertas existentes, así como el eólico sobre suelo. Finalmente, se analizan algunos indicadores socioeconómicos como el empleo del sector, la intensidad energética y el consumo energético per cápita.

1.2. Demanda de energía por sectores

Conforme a los datos más recientes disponibles, el consumo de energía final de Tenerife está dominado por el transporte (61,96%), seguido del sector terciario (16,96%) y del residencial (14,74%). En lo referido a la energía eléctrica son precisamente el terciario (49,37% en 2018 y 48,9% en 2019) y el residencial (36,46% en 2018 y 37,1% en 2019) los sectores que más consumen. En los gráficos siguientes puede verse con mayor detalle dichos consumos:

Figura 1.2.1 Demanda de energía por sectores.

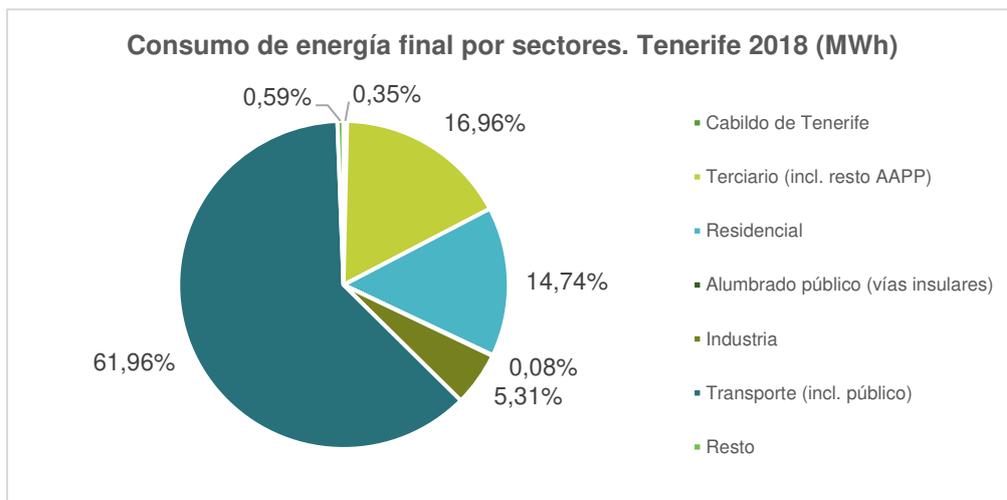


Tabla 1.2.1 Demanda de energía por sectores.

Sector consumidor	Energía final (MWh)
Cabildo de Tenerife	37.164
Terciario (incl. resto AAPP)	1.803.994
Residencial	1.567.948
Alumbrado público (vías insulares)	9.017
Industria	565.286
Transporte (incl. público)	6.591.131
Resto	62.822
TOTAL	10.637.362

Figura 1.2.1 Consumo de electricidad por sectores (año 2019).

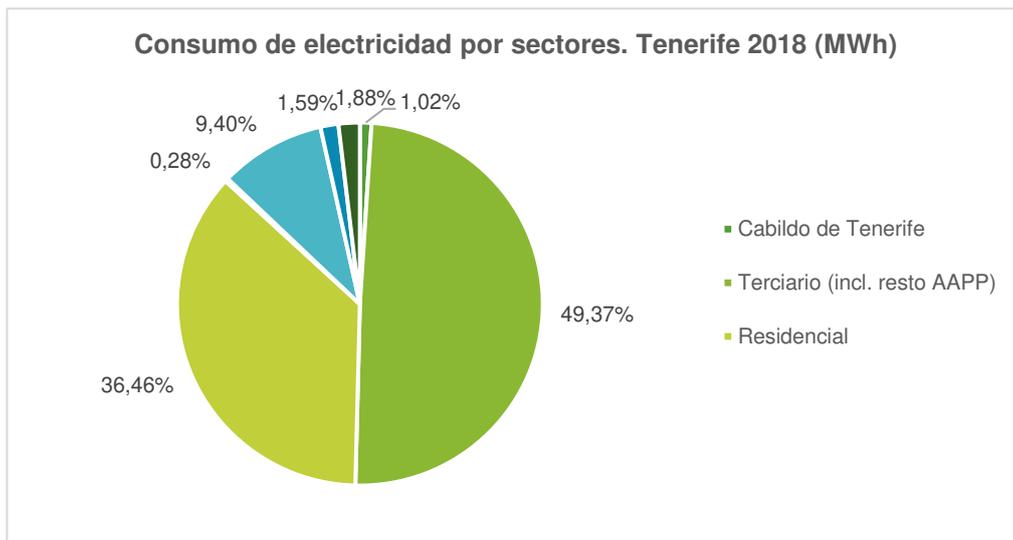
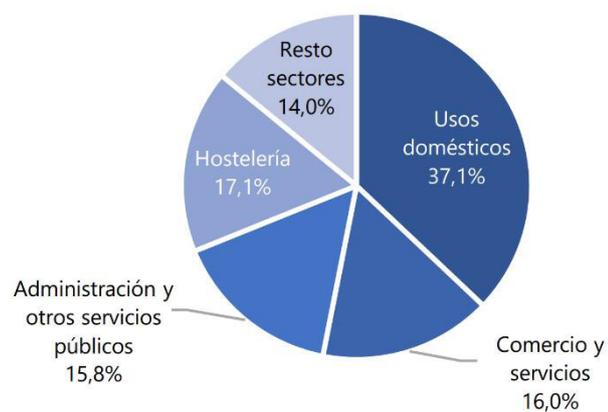


Tabla 1.2.1 Consumo de electricidad por sectores.

Sector consumidor	Electricidad (MWh)
Cabildo de Tenerife	33.271
Terciario (incl. resto AAPP)	1.605.441
Residencial	1.185.498
Alumbrado público (vías insulares)	9.017
Industria	305.550
Transporte (incl. público)	51.599
Resto	61.195
TOTAL	3.251.570

Figura 1.2.2 Consumo de electricidad por sectores (año 2019). Fuente: Anuario energético de Canarias 2019.



1.3. Parque de Generación Eléctrica

El parque de generación eléctrica actual de la isla de Tenerife es de 1.426,13 MW de los cuales un 78% se corresponde con potencia de productos derivados del petróleo y un 22% con fuentes de energías renovables (figura 1.3.1). En este año, la potencia eólica ha aumentado un 4,82% y la fotovoltaica un 1,36%, manteniéndose estancadas el resto de tecnologías (minihidráulica y biogás).

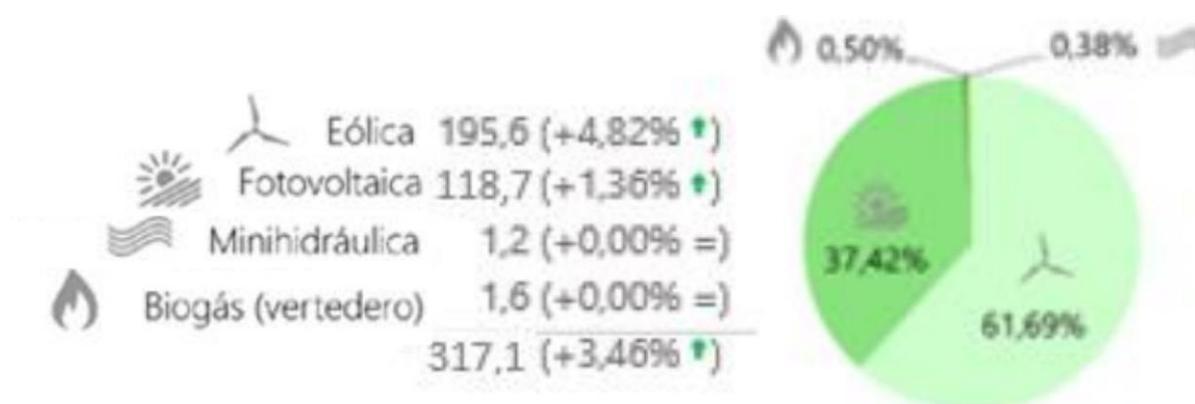
Figura 1.3.1 Configuración del parque de generación de Tenerife y Canarias según potencia eléctrica. (año 2019). Fuente: Anuario energético de Canarias 2019.

Fuentes de energía primaria	Tenerife	Canarias
PRODUCTOS DERIV. PETRÓLEO		
Centrales térmicas	1.046,50	2.606,38
Refinería	25,90	25,90
Cogeneración	39,20	64,08
Total productos deriv. petróleo	1.111,60	2.696,36
FUENTES RENOVABLES		
Eólica	195,65	413,24
Fotovoltaica	116,07	181,92
Minihidráulica	1,22	2,02
Hidroeólica	-	22,80
Biogás (vertedero)	1,60	3,70
Total fuentes renovables	314,53	623,67
TOTAL	1.426,13	3.320,03

Valores en bornes del alternador.

Unidades: Megavatios (MW). Fuente: Dirección General de Energía. Gobierno de Canarias.

Figura 1.3.2 Potencia Eléctrica de Fuentes Renovables en el año 2019 (unidades MW). Fuente: Anuario energético de Canarias 2019.



Sin embargo, si se analiza la energía eléctrica producida por estas centrales renovables, se muestra un incremento del 214,91% para la energía eólica, un 2,44% para la fotovoltaica y un 7,43% para la minihidráulica, manteniéndose prácticamente constante la de biogás con una ligera tendencia negativa de -0,48%. El espectacular aumento de la energía eólica en 2019, no es sólo debido al aumento de potencia mostrado anteriormente, sino también a un aumento de las horas equivalentes medias anuales de funcionamiento de los parques eólicos pasando a 2.556 y también que parques eólicos instalados en pruebas en 2018, entraron en pleno funcionamiento en 2019.

Figura 1.3.3 Energía Eléctrica de Fuentes Renovables en el año 2019 (unidades MWh). Fuente: Anuario energético de Canarias 2019.



En las figuras 1.3.4, 1.3.5, 1.3.6 y 1.3.7 se muestra la distribución de los parques eólicos, fotovoltaicos, minihidráulicos y de biogás respectivamente en la isla de Tenerife.

Figura 1.3.4 Distribución de los parques eólicos. Fuente: Anuario energético de Canarias 2019

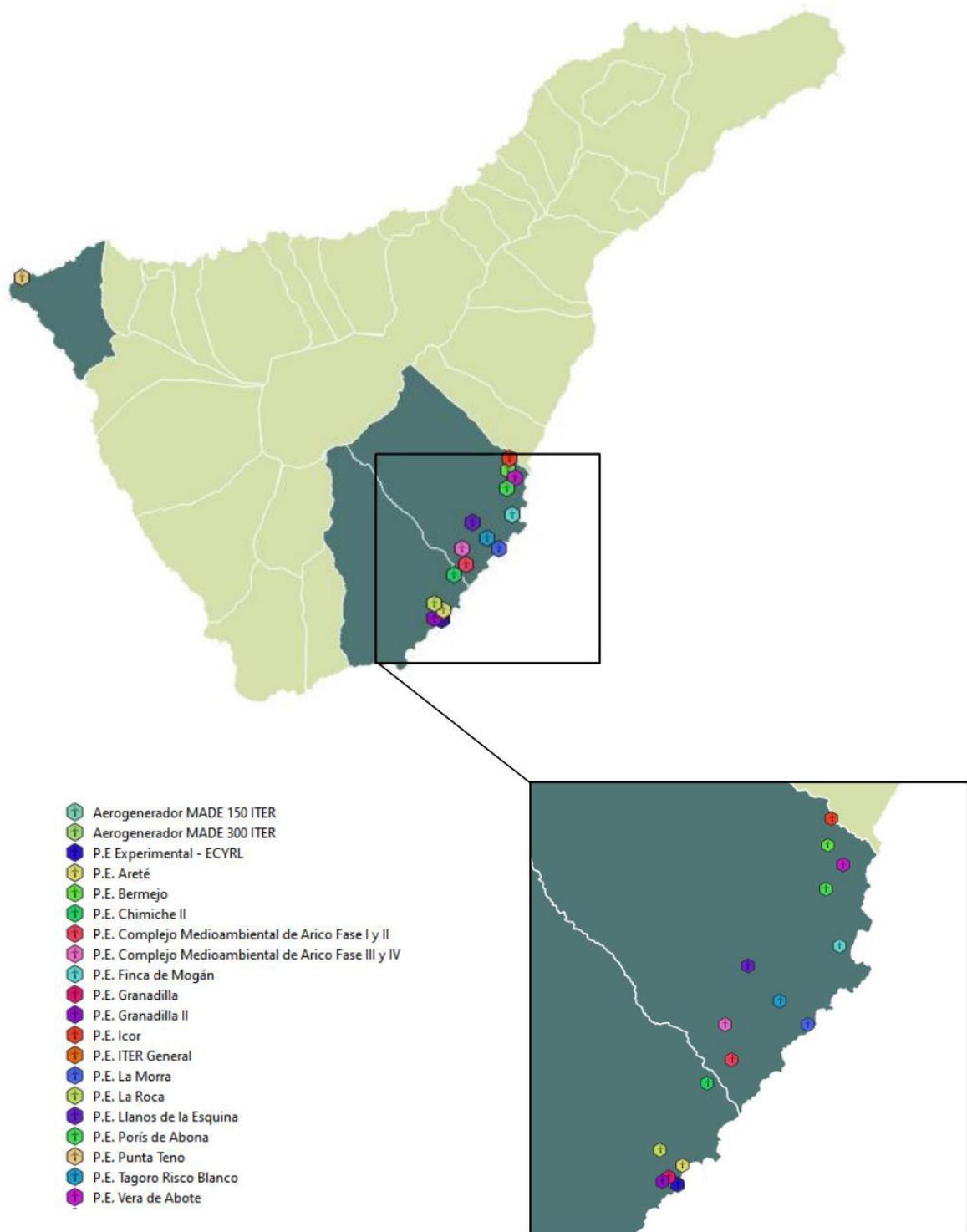


Figura 1.3.5 Distribución de los parques fotovoltaicos (planta mayores a 300kWp). Fuente: Anuario energético de Canarias 2019.

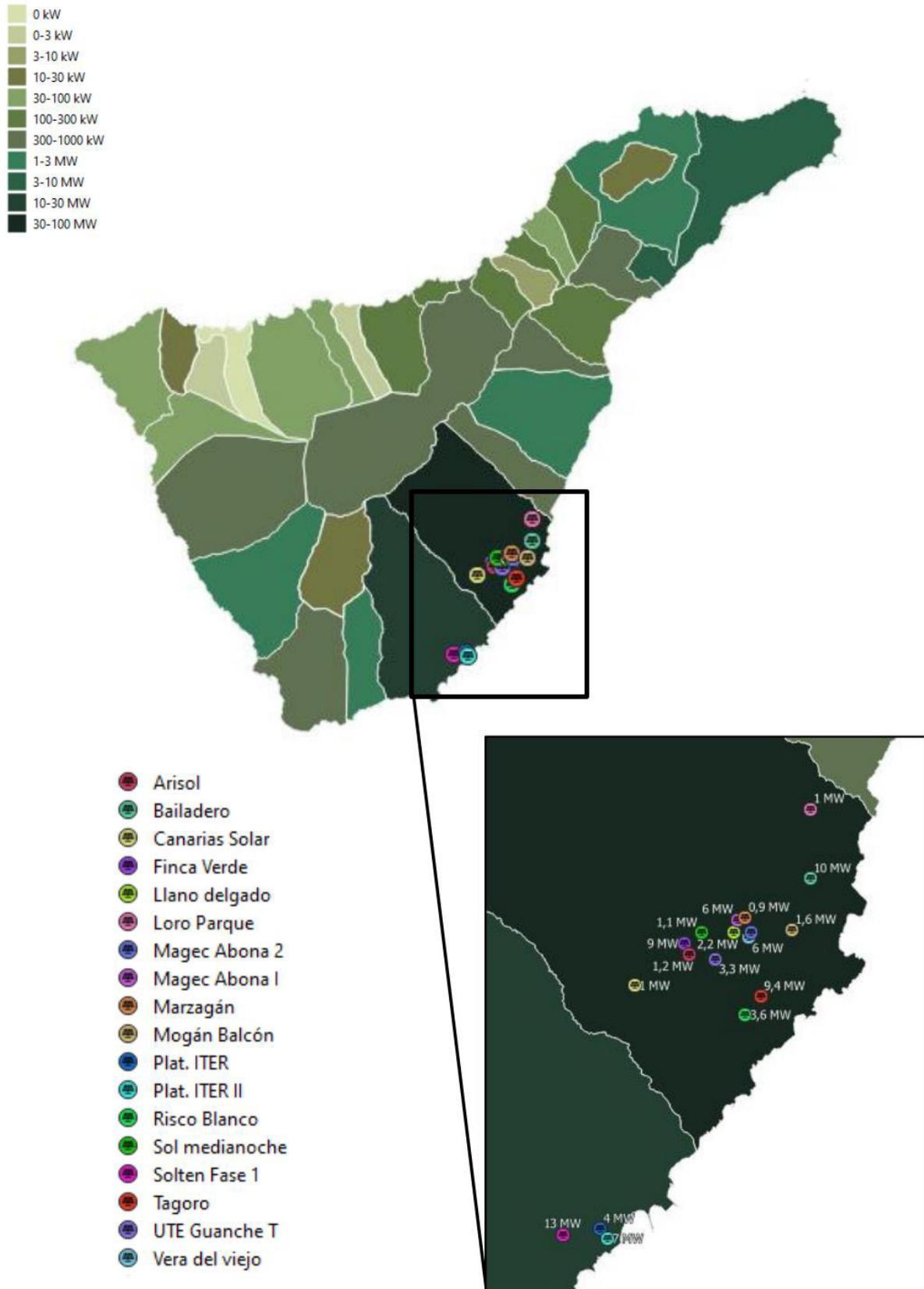
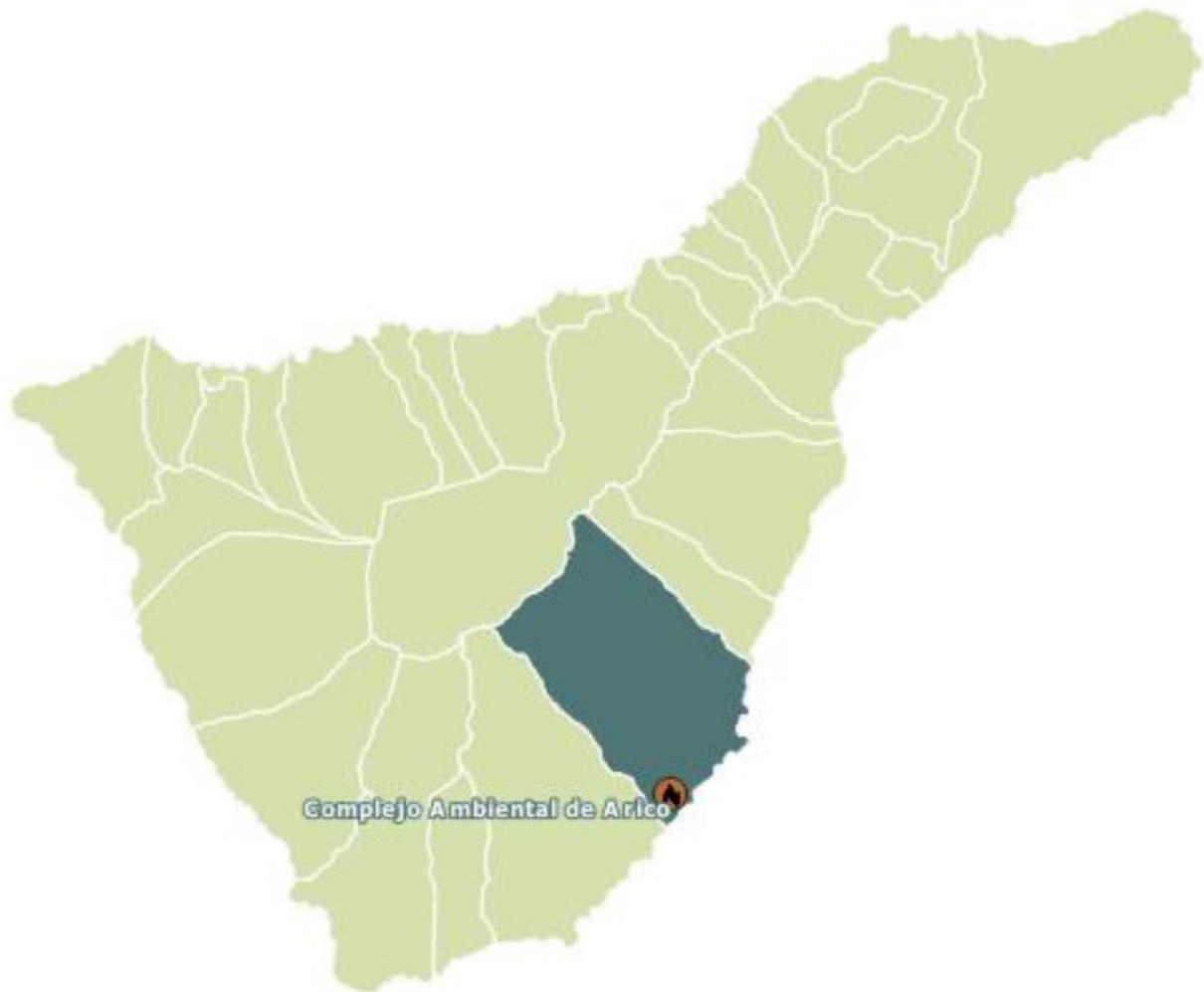


Figura 1.3.6 Distribución de los proyectos minihidráulicos. Fuente: Anuario energético de Canarias 2019.



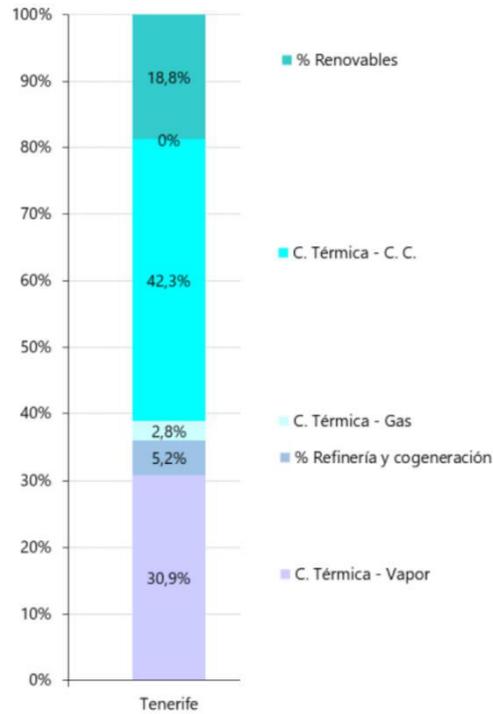
Figura 1.3.7 Distribución de los proyectos de biogas. Fuente: Anuario energético de Canarias 2019.



1.4. Participación de las distintas fuentes y tecnologías en la cobertura de la demanda de energía eléctrica

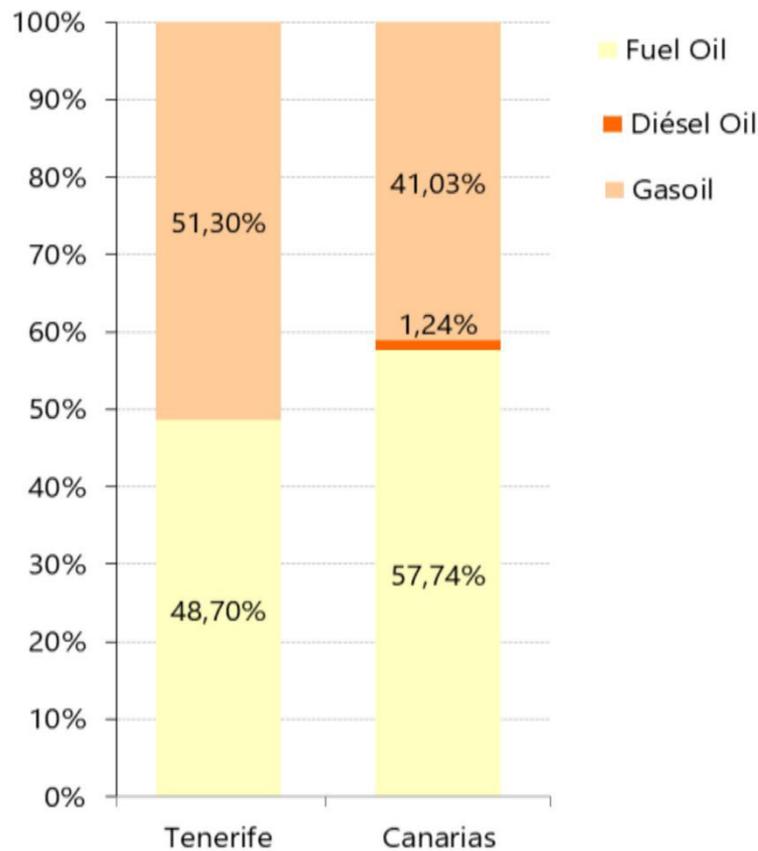
Las fuentes de energías renovables eléctricas en Tenerife contribuyeron un 18,8% en la cobertura de la demanda eléctrica en el año 2019, mientras que el resto de la demanda (el 81,2%) se realiza con productos derivados del petróleo. En la figura 1.4.1 se muestran los porcentajes en cada caso.

Figura 1.4.1 Porcentajes de participación de las distintas fuentes y tecnologías en la cobertura de la demanda de energía eléctrica en términos de energía bruta (año 2019). Fuente: Anuario energético de Canarias 2019.



Si se analiza el tipo de producto entregado al sector eléctrico en Tenerife, se puede observar que el reparto entre fueloil y diésel está distribuido casi al 50% en la generación de electricidad convencional.

Figura 1.4.2 Porcentaje por combustible en las entregas destinadas a producción eléctrica (año 2019). Fuente: Anuario energético de Canarias 2019.



En la figura 1.4.3 se muestra el porcentaje de inyección de energía eléctrica de origen renovable respecto a la energía puesta en red en cada mes para el año 2019. Estos porcentajes oscilan entre el 12,3% en el mes de enero hasta el 29,4% para el mes de agosto, principalmente por el incremento de la producción eólica y fotovoltaica en verano. Estos porcentajes son superiores al del conjunto de las islas.

Figura 1.4.3 Porcentaje de inyección de energía eléctrica de origen renovable respecto a la energía puesta en red en cada mes (año 2019). Fuente: Anuario energético de Canarias 2019.

Mes	Tenerife	Canarias
Enero	12,3%	10,1%
Febrero	14,2%	10,6%
Marzo	20,8%	16,9%
Abril	14,2%	13,5%
Mayo	19,7%	17,7%
Junio	15,0%	14,0%
Julio	28,2%	25,2%
Agosto	29,4%	24,2%
Septiembre	19,9%	16,9%
Octubre	18,4%	14,5%
Noviembre	25,6%	20,0%
Diciembre	16,4%	11,8%

1.5. Puntas de demanda de energía eléctrica

La evolución de la potencia máxima de demanda neta muestra una tendencia a la estabilidad en el entorno de los 560 – 600 MW en los últimos 10 años (Figura 1.5.1).

Figura 1.5.1 Evolución de la potencia máxima demandada. Fuente: Anuario energético de Canarias 2019.

Potencia máxima de demanda bruta		Potencia máxima de demanda neta	
1995	315,0	2005	561,6
1996	331,0	2006	577,1
1997	352,0	2007	600,4
1998	380,0	2008	585,1
1999	409,0	2009	598,4
2000	422,5	2010	578,7
2001	477,6	2011	573,5
2002	514,0	2012	581,5
2003	523,0	2013	547,0
2004	545,5	2014	547,0
2005	584,8	2015	551,0
2006	604,5	2016	549,0
2007	627,9	2017	560,0
2008	616,4	2018	578,0
		2019	576,0
Tasa interanual de crecimiento de potencia máxima de demanda neta (%)			
19/18	-0,3%		
19/14	1,0%		
19/09	-0,4%		

Unidades: Megavatios (MW). Fuente: Unelco – Endesa (años anteriores a 2009) y Red Eléctrica de España (año 2009 y posteriores).

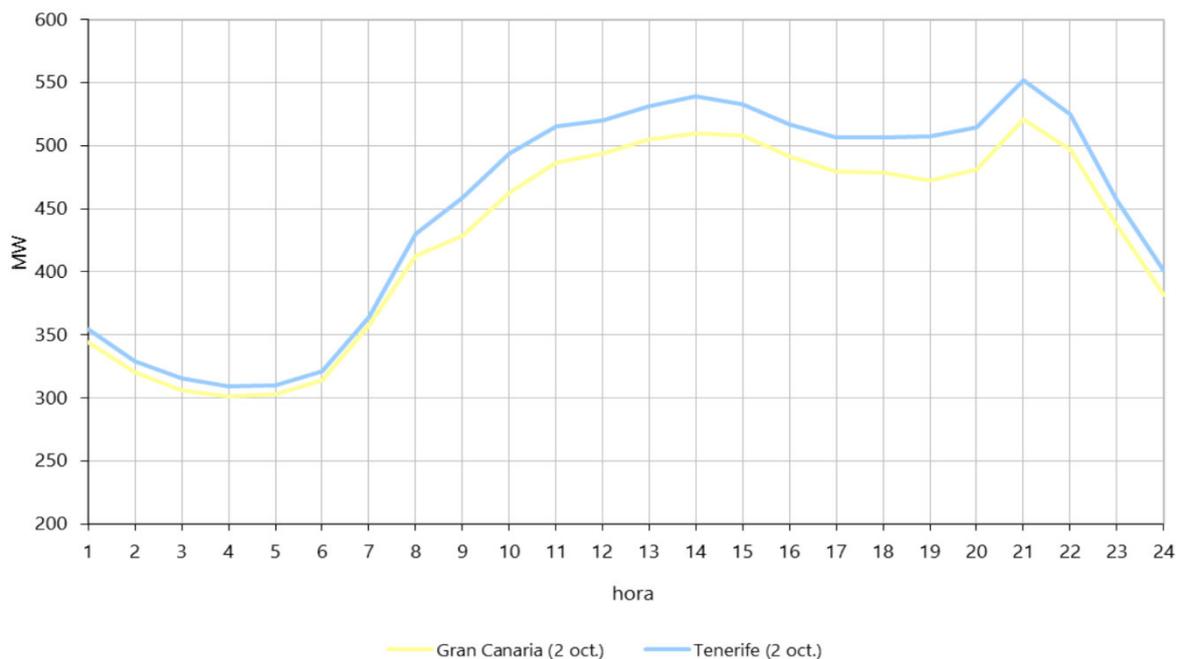
Figura 1.5.2 Potencia neta máxima demandada por meses en el año 2019. Fuente: Anuario energético de Canarias 2019.

Mes	Tenerife
Enero	560,0
Febrero	546,0
Marzo	546,0
Abril	529,0
Mayo	518,0
Junio	527,0
Julio	535,0
Agosto	554,0
Septiembre	556,0
Octubre	576,0
Noviembre	541,0
Diciembre	553,0

Unidades: Megavatios (MW). Fuente: Red Eléctrica de España (REE).

El día en el que se produjo la punta de demanda máximo anual en 2019 fue el 2 de octubre a las 20:21 horas. En la figura 1.5.3 se muestra la curva de demanda horaria de ese día que coincide con el día del máximo de la Isla de Gran Canaria.

Figura 1.5.3 Curva de demanda horaria. Fuente: Anuario energético de Canarias 2019.



1.6. Pérdidas en transporte y distribución eléctrica

Las pérdidas en las redes de transporte y distribución eléctrica de la isla de Tenerife, ha ido cayendo hasta situarse en un 7,2% en el año 2019 (Figura 1.6.1).

Figura 1.6.1 Pérdidas anuales de energía eléctrica en transporte y distribución. Fuente: Anuario energético de Canarias 2019.

Año	MWh	%
2012	306.033	8,6%
2013	297.752	8,6%
2014	300.553	8,8%
2015	291.173	8,4%
2016	277.677	7,9%
2017	272.020	7,7%
2018	262.460	7,5%
2019	256,717	7,2%

1.7. Costes de la electricidad

Los costes de la electricidad convencional en el año 2019 se han situado en una orquilla entre los 147,96 €/MWh en diciembre y los 175,01 €/MWh (Figura 1.7.1).

Figura 1.7.1 Evolución de los costes totales (fijos más variables) de la liquidación del despacho económico de la generación convencional en el año 2019. Fuente: Anuario energético de Canarias 2019

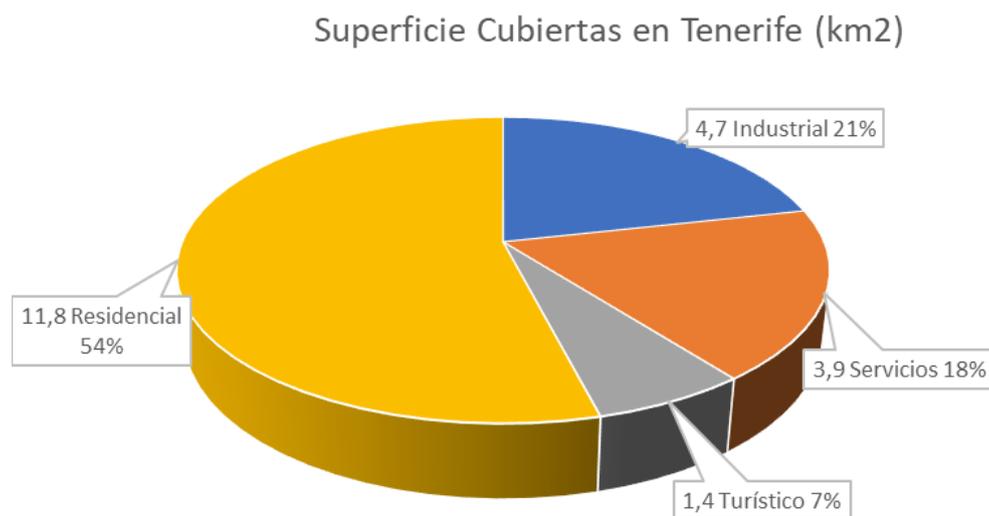
Mes	Fijos	Variables	Totales
Enero	29,7	121,07	150,73
Febrero	29,6	127,66	157,20
Marzo	30,9	140,06	170,97
Abril	30,0	138,77	168,73
Mayo	29,3	140,16	169,49
Junio	29,5	136,75	166,26
Julio	36,6	138,39	175,01
Agosto	30,6	143,74	174,31
Septiembre	30,5	142,37	172,91
Octubre	28,2	137,03	165,25
Noviembre	33,0	137,30	170,25
Diciembre	15,1	132,86	147,96

Unidades: euros por Megavatios - hora (€/MWh). Fuente: REE (informes mensuales de operación sistema eléctrico canario).

1.8. Potencial Fotovoltaico en cubiertas existentes

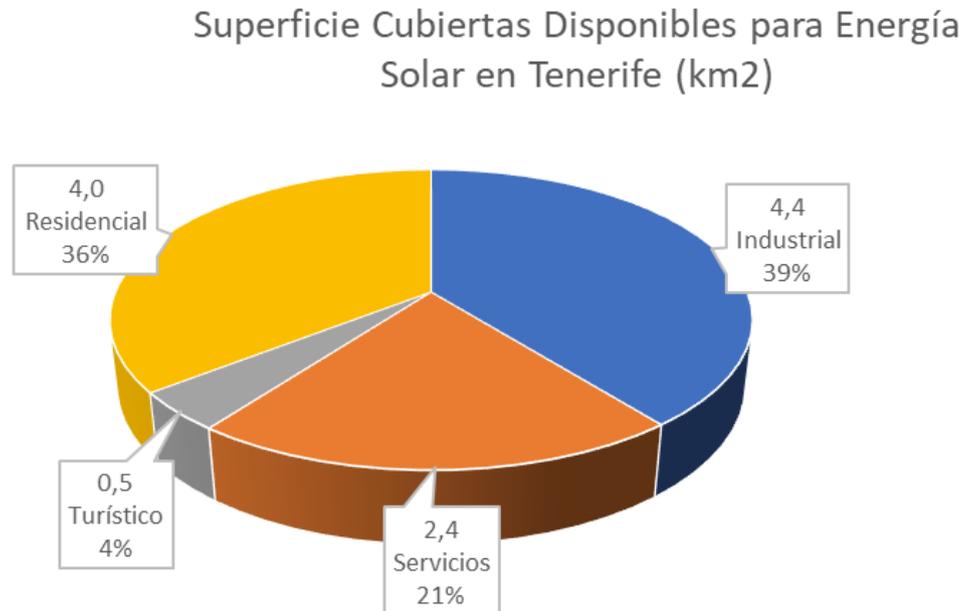
El aprovechamiento de las cubiertas de edificaciones existentes para generación con energía fotovoltaica es una estrategia que produce un menor impacto sobre el territorio que la ocupación de suelo. Según un estudio sectorial¹, actualmente existen en la isla de Tenerife 21,8 km² de superficie de cubiertas, de las cuales se estima que unos 11,3 km² están disponibles para uso de energía solar (figura 1.8.1 y 1.8.2). El sector residencial representa el 36% de dichas cubiertas, lo cual supone una gran oportunidad para el fomento del autoconsumo en este ámbito.

Figura 1.8.1 Estimación de la energía y potencia fotovoltaica en las superficies de cubiertas disponible para uso solar en Tenerife, así como porcentaje de cobertura sobre la demanda de energía anual en la isla. Fuente: Elaboración Propia a partir de la presentación realizada por J. Schallenberg "Sostenibilidad energética: de Europa a Canarias".



¹ J. Schallenberg "Sostenibilidad energética: de Europa a Canarias"

Figura 1.8.2 Estimación de la superficie de cubiertas disponible para uso solar en Tenerife. Fuente: Elaboración Propia a partir de la presentación realizada por J. Schallenberg "Sostenibilidad energética: de Europa a Canarias".



Por su parte, en dicho estudio se ha analizado, además, el potencial de generación con energía solar fotovoltaica en cubiertas, teniendo en cuenta dos tipos de escenarios en el uso de las mismas. El primer escenario (Figura 1.8.1), considera el aprovechamiento de las cubiertas exclusivamente para la producción de electricidad mediante tecnología fotovoltaica. En el segundo escenario (Figura 1.8.2) se ha considerado la convivencia de usos entre la producción solar térmica y fotovoltaica y otros de la superficie aprovechable (tender ropa, tomar el sol, barbacoa, etc.) Los resultados se muestran en la tabla 1.8.1, donde se observa que en ambos escenarios las cubiertas disponibles son capaces de satisfacer la demanda total anual de la isla de Tenerife, sin necesidad de ocupar suelo adicional.

Tabla 1.8.1 Estimación de la energía y potencia fotovoltaica en las superficies de cubiertas disponible para uso solar en Tenerife, así como porcentaje de cobertura sobre la demanda de energía anual en la isla. Fuente: Elaboración Propia a partir de la presentación realizada por J. Schallenberg “Sostenibilidad energética: de Europa a Canarias”.

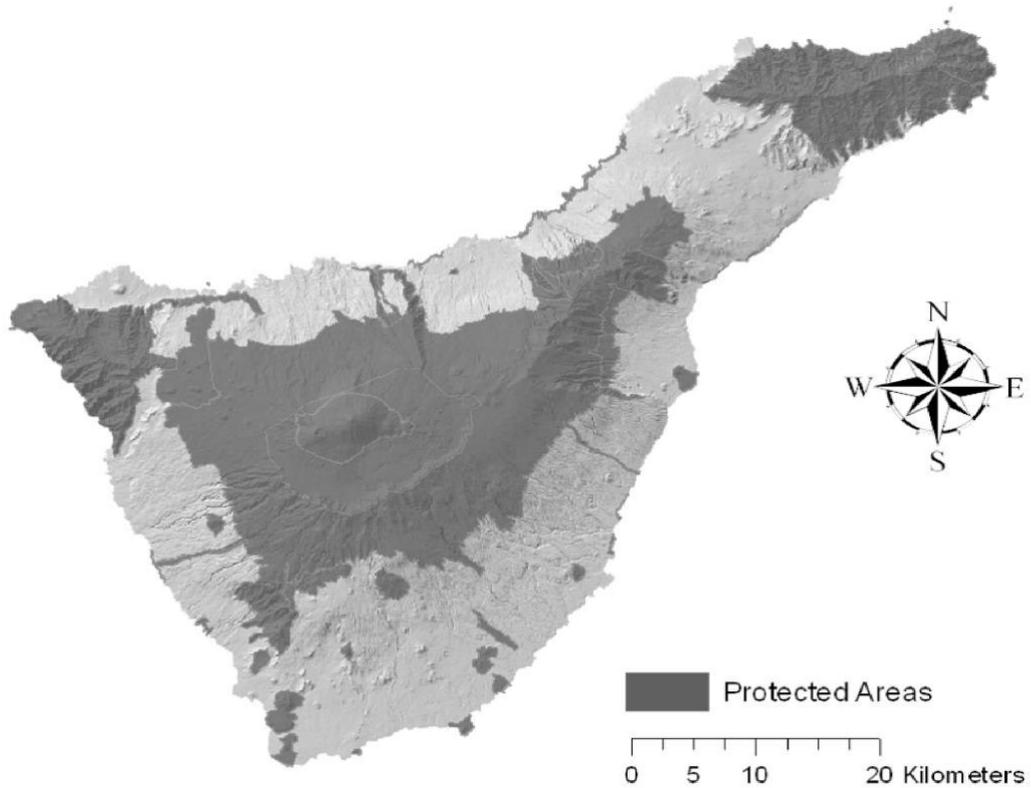
Concepto	Escenario 1	Escenario 2
Potencial de Producción Anual Fotovoltaica (GWh)	4.555	4.182
Potencia Fotovoltaica Estimada (MWp)*	1.815	1.667
Demanda de Energía en 2019 (GWh)	3.711	3.711
Porcentaje de cobertura (%)	123%	113%

*Se ha estimado la potencia fotovoltaica a partir de los datos del estudio para una irradiación media diaria de 5,5 kWh/m² y un PR (Performance Ratio) de 0,8.

1.9. Potencial Eólico sobre suelo

Con respecto al aprovechamiento de suelo para generación con energías renovables, se considera que la energía renovable más adecuada es la eólica. En este sentido hay que tener en cuenta que gran parte del territorio está protegido. Esta protección es debida a territorio considerado como parques nacionales, naturales o rurales, reservas integrales, monumentos naturales, paisajes protegidos y Red Natura 2000, según se detalla en la figura 1.9.1 (habría que añadir a este cómputo las Áreas de Regulación Homogénea de Protección Ambiental que contempla el Plan Insular de Ordenación de Tenerife, si bien la mayoría son coincidentes con los espacios naturales protegidos citados).

Figura 1.9.1 Zonas protegidas de la Isla de Tenerife. Fuente: Presentación realizada por J. Schallenberg "Sostenibilidad energética: de Europa a Canarias".

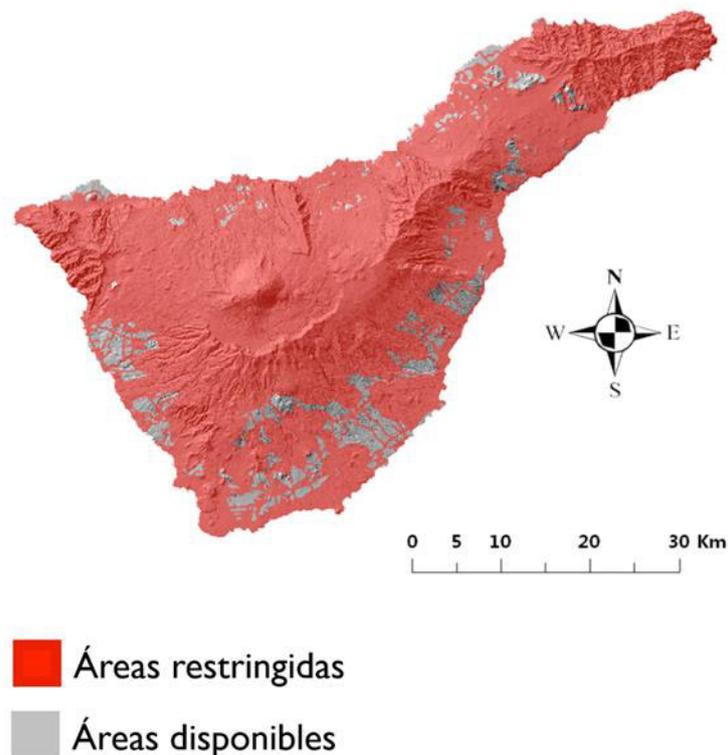


A las áreas protegidas hay que sumar otras restricciones territoriales, todo lo cual queda reflejado en la tabla 1.9.1. Considerando su superficie y la separación entre dichas zonas (buffer), se considera que las áreas reservadas para generación con energía eólica son bastante limitadas, tal como se pone de manifiesto en la figura 1.9.2.

Tabla 1.9.1 Restricciones territoriales y separaciones consideradas de dichas restricciones para aprovechamiento generación eólica del suelo. Fuente: Presentación realizada por J. Schallenberg "Sostenibilidad energética: de Europa a Canarias".

Restricciones territoriales	Buffer (m)
Zonas protegidas (parques nacionales, naturales o rurales, reservas integrales, monumentos naturales, paisajes protegidos, Natura 2000)	1000
Casa aislada	150
Núcleo habitado	250
Estanque agua, presas	-
Carretera	120
Redes eléctricas aéreas	120
Aeropuertos	Área tronco-cónica al final de las pistas: 3500 m long & 10°

Figura 1.9.2 Áreas restringidas y disponibles para generación eólica en la Isla de Tenerife. Fuente: Presentación realizada por J. Schallenberg "Sostenibilidad energética: de Europa a Canarias".



Además de las restricciones territoriales y separaciones de dichas zonas, hay que tener en cuenta dos aspectos adicionales: la disponibilidad del recurso eólico y la pendiente del terreno. Considerando una pendiente máxima del 45% y una velocidad de viento media mínima 4,8 m/s a la altura del rotor de los aerogeneradores, se ha estimado el potencial de generación de energía eólica cuyos resultados se muestran en la tabla 1.9.2.

Tabla 1.9.1 Estimación de la generación de energía eólica en las áreas disponibles en Tenerife, así como porcentaje de cobertura sobre la demanda de energía anual en la isla. Fuente: Elaboración propia a partir de la Presentación realizada por J. Schallenberg “Sostenibilidad energética: de Europa a Canarias”.

Concepto	Valor
Potencial de Producción Anual Eólica (GWh)	893
Demanda de Energía en 2016 (GWh)	3.711
Porcentaje de cobertura (%)	24%

1.10. Indicadores socioeconómicos

Los indicadores socioeconómicos de este diagnóstico se ha centrado en analizar los empleos, la intensidad energética y el consumo energético per cápita. En este caso, no ha sido posible desagregar los datos de Tenerife del resto del archipiélago por no disponer de los mismos.

1.10.1. Empleos del Sector de las Energías Renovables

La creación de empleo, sin recurrir a una política de incentivos con fuerte apoyo en ayudas finalistas a fondo perdido (total o parcialmente), se puede estimar a partir de los datos actuales de empleo en el sector, tanto directo como indirecto. De acuerdo con aproximaciones a partir de datos del ISTAC para el 4º trimestre de 2019², el empleo directo es de 6.544, mientras que el indirecto es de 12.491, lo que suma un total de 19.035 empleos en Canarias.

² Estadística: “Empleos según situaciones profesionales y ramas de actividad (CNAE-09). Municipios por islas de Canarias y trimestres”. Instituto de Estadística de Canarias. 4º Trimestre de 2019. Datos obtenidos a partir de los códigos CNAE, por medio del nº medio de empleados / empresa.

Figura 1.10.1 Empleo de las actividades de energías renovables por sectores. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Instituto de Estadística de Canarias.

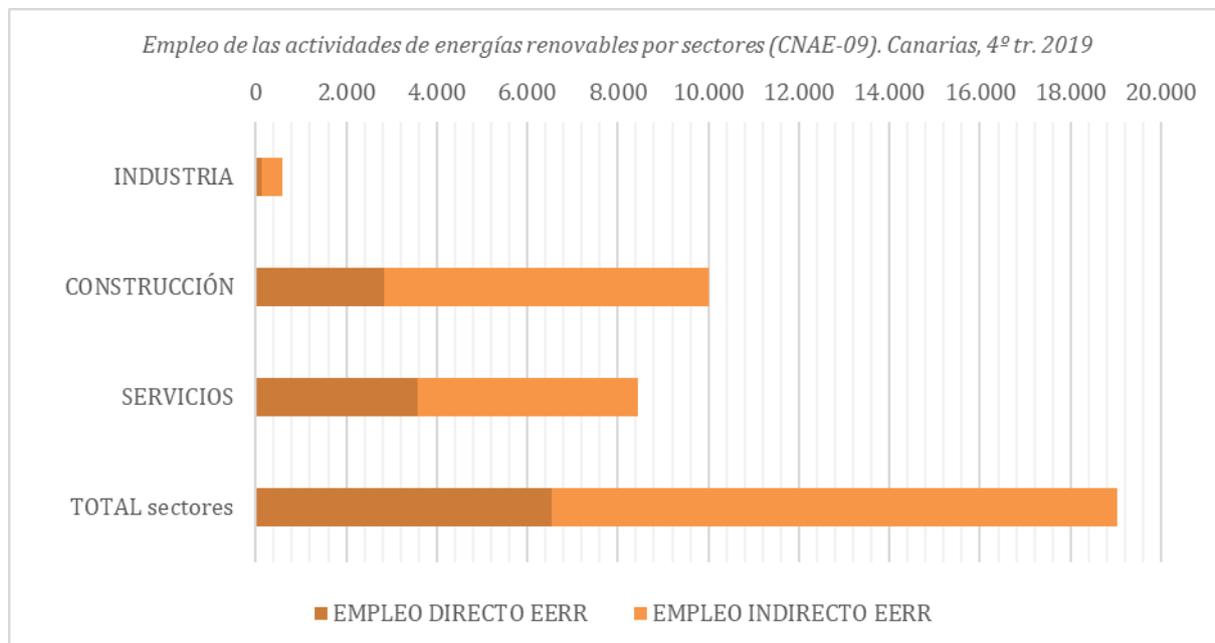
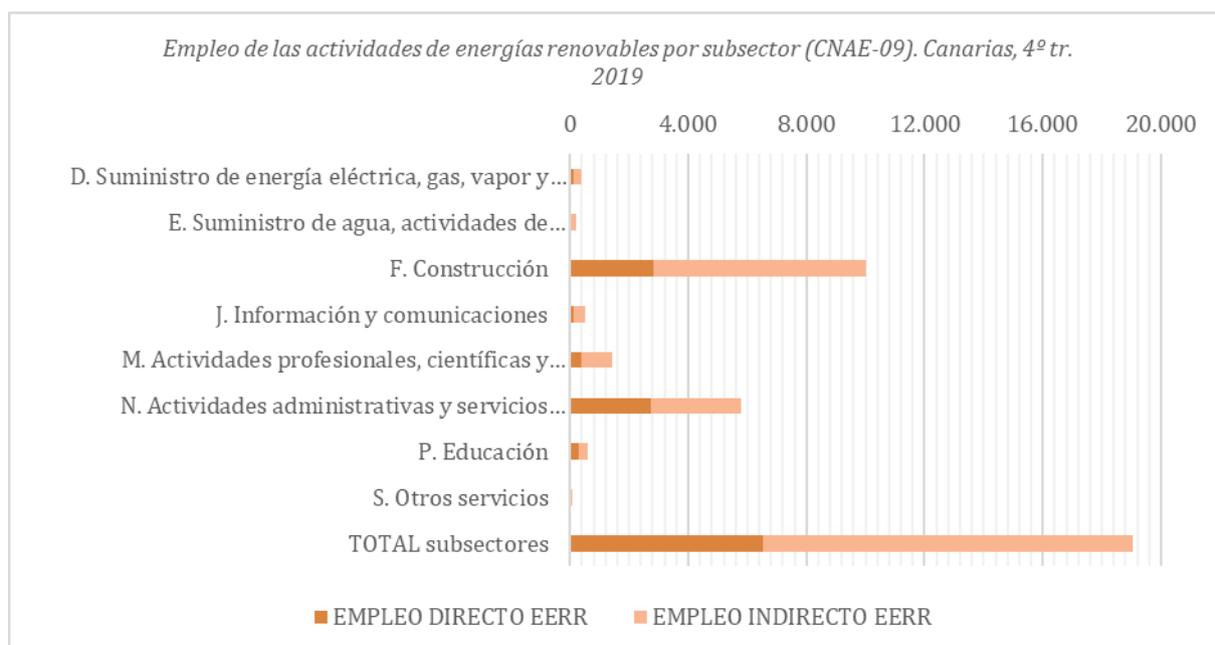


Figura 1.10.2 Empleo de las actividades de energías renovables por subsectores. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Instituto de Estadística de Canarias.



1.10.2. Intensidad energética

La intensidad energética mide el grado de eficiencia energética de la economía al relacionar el consumo de energía con el producto interior bruto (PIB).

En el año 2019 la energía primaria en Canarias ha disminuido un -0,18% respecto a los valores del año anterior, mientras que la energía final (sin incluir los usos no energéticos) ha presentado un decrecimiento algo inferior, del -0,62%, por el contrario, el PIB canario ha aumentado un 1,83%.

Ambos factores, la disminución de la demanda de energía y el crecimiento económico hacen que el valor de la intensidad energética tanto primaria como final presente variaciones negativas respecto a las cifras del año anterior. Así, la Intensidad energética primaria (IEP) fue en el año 2019 de 0,1084 Tep/miles de €, lo que supone una disminución del -1,97% respecto al año anterior, mientras que la intensidad energética final (IEF) se redujo hasta los 0,0815 Tep/miles de € (un -2,41% menor que el año anterior).

Por otro lado, al haber aumentado también la cifra de población un 1,21% respecto al año anterior, en el año 2019 el consumo de energía final per cápita en Canarias se redujo un 1,81%, hasta alcanzar los 1,7066 Tep/hab.

1.10.3. Consumo energético per cápita

El consumo energético per cápita de energía primaria en el año 2019 se situó en 2,27 Tep/hab para Canarias, una disminución del 1,3% con respecto al año anterior. Por otro lado, el consumo energético per cápita de energía final se situó en 1,71 Tep/hab (sin usos no energéticos) y del 1,75 Tep/hab (con usos no energéticos), una caída del 1,7% con respecto al año anterior.

2. Evaluación de Tecnologías, Mix Energético y Almacenamiento

La idea de esta segunda parte del trabajo consiste en la implantación de un modelo energético sostenible a largo plazo, más justo y cercano a la ciudadanía, con participación de ésta desde sus primeras fases y que potencie una generación distribuida de energía al menor coste posible. Un modelo caracterizado por una progresiva y alta penetración del autoconsumo mediante renovables, que en su conjunto provea de estabilidad a las redes e independencia energética a una isla más autónoma, así como contribuya a la creación de economía y empleo local estables, considerables ahorros económicos en los sectores privado y público, mejorando su competitividad y valor añadido, y, por supuesto, un impulso a la reducción de gases de efecto invernadero en el marco de la lucha contra el cambio climático.

Para la elaboración del presente documento se ha tenido en cuenta un análisis detallado de toda la normativa sectorial (legislación y procedimientos) entre los que se encuentran:

- Procedimientos operativos de Red Eléctrica de España
- Normativa Eléctrica Sectorial General
- Retribuciones en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIEs)

Desde un punto de vista estrictamente objetivo, los modelos que se desarrollan en este trabajo y que se aplican al sistema eléctrico tinerfeño se plantean desde la perspectiva de la oferta eléctrica, y no de la demanda. No obstante, la resolución geográfica de los modelos se extiende desde los puntos de generación –tradicionalmente centralizados– hasta los nodos en los que el sistema de transporte eléctrico da paso a las redes de distribución. La generación y la demanda se detallan de forma agregada en dichos nodos. Por tanto, los resultados mostrados en las próximas páginas implícitamente también tienen en cuenta el rol del consumidor. Por ejemplo, la generación fotovoltaica en un determinado nodo, cuando éste coincide con una ciudad como San Cristóbal de La Laguna o Santa Cruz, estará representando la generación conjunta de los auto-consumidores en la zona, así como el efecto sobre el sistema eléctrico de sus sistemas de almacenamiento (si los tuvieran).

Entre las tecnologías utilizadas en este documento para modelar el sistema eléctrico de Tenerife, podríamos distinguir tres grandes bloques: generación, almacenamiento y movilidad (eléctrica). En el primer grupo, se han considerado tecnologías convencionales (ciclo combinado, turbinas de vapor y gas, y motores diésel) y renovables (energía eólica, fotovoltaica, biogás y mini-hidroeléctrica). Dentro de este último grupo, son de interés también las energías marina y geotérmica. Sin embargo, los costes asociados a este tipo de tecnología guardan una gran incertidumbre, pues dependen fuertemente de los recursos renovables disponibles en cada región, así como de la tecnología concreta empleada (p.e., existen centenares de patentes de sistemas marinos de generación eléctrica). Desafortunadamente, en Canarias aún no se dispone de estimaciones consistentes y accesibles relativas a estos términos, por lo que este tipo de tecnología no se ha considerado en los modelos. Entre las tecnologías de almacenamiento, se han propuesto dos ampliamente generalizadas, las baterías y el hidrobombeo, además una tercera

cuya relevancia se ha incrementado de forma destacada en los últimos años, el hidrógeno. Finalmente, en lo referente a movilidad eléctrica, se considerará una flota de vehículos eléctricos con capacidad de carga y descarga en la red (V2G, por sus siglas en inglés), incluyendo también la movilidad de los vehículos entre los distintos nodos del sistema.

Este trabajo también tiene en consideración la expansión del sistema de transporte eléctrico. No obstante, se contempla de forma sencilla, únicamente para complementar el modelado de los sistemas renovables, el almacenamiento y los vehículos eléctricos, a fin de facilitar su integración en el sistema eléctrico.

El hecho de utilizar un abanico amplio de tecnologías implica también que el número de condicionantes y barreras (administrativas, económicas, políticas y de cualquier otra índole) que podemos encontrar es también mayor. A continuación, describimos brevemente el entorno normativo en el que se enmarca cada uno de los tres grandes grupos tecnológicos comentados anteriormente.

2.1. Energías renovables

Tradicionalmente, las energías renovables han enfrentado siempre dos grandes inconvenientes. El primero de ellos es su elevado coste de inversión, en contraposición al reducido requerimiento económico para su operación y mantenimiento. En segundo lugar, la intermitencia de su recurso. Afortunadamente, los costes de inversión actuales de los sistemas renovables se han reducido hasta el punto de que han dejado de ser un inconveniente. De hecho, en determinadas ocasiones y contextos, energías como la fotovoltaica o la eólica son capaces de producir electricidad a un precio inferior que ciertos sistemas convencionales. Sin embargo, el problema de la intermitencia aún persiste, ocasionando que la integración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico sea compleja y requiera de sofisticados métodos de control y supervisión.

En la práctica, este último aspecto se traduce en que, si bien no existe una limitación real a la capacidad de renovables que puede instalarse, sí existen límites técnicos que, por cuestiones de seguridad y fiabilidad del sistema, no pueden superarse. De no ser así, puede comprometerse la frecuencia del sistema y, con ello, su estabilidad, ocasionando graves perjuicios técnicos y económicos. Como consecuencia, Red Eléctrica de España ha establecido unos estrictos procedimientos de operación a los que deben ceñirse todos los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIEs), entre los que se incluye Canarias y, por supuesto, Tenerife. Estos procedimientos pueden encontrarse en la Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Los procedimientos de operación anteriormente referidos suponen, sin perjuicio de su debida o no justificación técnica, un freno insalvable al desarrollo de las renovables en Tenerife. Es importante observar que su propuesta tuvo lugar en el año 2006, cuando tecnologías que podrían paliar los efectos adversos inherentes a la intermitencia de las renovables, tales como el almacenamiento, el hidrobombeo o los vehículos eléctricos, no eran aún competitivas ni aplicables a gran escala. En

pleno 2021, parece razonable pensar que varios de los aspectos considerados en dichos procedimientos requieren una actualización. Si bien es cierto que la electrónica de potencia requerida para la gestión de algunos componentes (como las baterías) aún se encuentra en un estado de desarrollo primario, su futura inclusión en el cómputo de las reservas del sistema parece inevitable. Por esta razón, los modelos propuestos en el presente documento considerarán esta posibilidad.

El ejemplo más evidente de la necesidad de actualizar los procedimientos de operación se encuentra en el primero de ellos, en su apartado octavo, referido al Establecimiento de las Reservas para la Regulación de la Frecuencia/Potencia. En dicho procedimiento se definen los requerimientos de las reservas primaria, secundaria y terciaria. En primer lugar, la reserva de regulación primaria en cada período de programación horario debe ser como mínimo el 50% de la mayor potencia neta asignada a un grupo generador entre los programados en dicho período. En segundo lugar, la suma de las reservas de regulación primaria y secundaria asignadas a cada período de programación horario deben ser igual, al menos, el 100% de la mayor de estas cantidades:

- (a) la potencia neta asignada a cada generador,
- (b) el crecimiento previsto de la demanda entre dicho período de programación y el siguiente,
- (c) o la pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada.

Por último, la reserva de regulación terciaria deberá ser, por sí misma, igual al 100% de la mayor cantidad de las referidas anteriormente para la reserva de regulación secundaria. Por tanto, en una previsión horaria, cada 1 MWh producido debe contar, al menos, con el respaldo de 2 MW de potencia adicionales, de los cuales un mínimo de 0.5 deben ser proporcionados por reservas rodantes.

Desde el punto de vista del desarrollo de las renovables, el gran inconveniente de este procedimiento de operación es que dichos sistemas, debido a su carácter intermitente y no gestionable, no contribuyen al cómputo de las reservas del sistema (véase el RD 738/2015). En otras palabras, la reserva operativa la conforman las centrales térmicas. También podría incluirse la generación convencional basada en biogás, y la hidroeléctrica no fluyente, pero dado que Red Eléctrica de España no proporciona información sobre su contribución al mix, se ha decidido no incluirlas en los modelos. Continuando con el ejemplo anterior, esto significa que para producir 1 MWh con tecnologías renovables, además del 1 MW de capacidad renovable necesario para generar esa energía, se requieren 2 MW de capacidad convencional o térmica de reserva, de los cuales al menos 0.5 deben ser proporcionados por reservas rodantes. Por tanto, producir energía renovable actualmente requiere producir electricidad con fuentes convencionales y, al mismo tiempo, disponer de capacidad convencional adicional que actúe como reserva. Bajo este contexto, resulta complicado justificar en cualquier modelización de costes la introducción de nuevas tecnologías renovables o aumentar la cuota de producción de las existentes.

Asimismo, los porcentajes de reserva descritos en el citado procedimiento de operación son considerablemente elevados. Por contextualizar con cifras, los sistemas continentales suelen requerir un ratio de reservas primarias y secundarias igual al 5% de las cantidades anteriores, o incluso cifras inferiores. En el caso de España, por ejemplo, se establece que la reserva primaria debe satisfacer una variación del 1,5% de la carga de los generadores conectados y, la terciaria, la mayor potencia entregada por un generador incrementada un 2%. Evidentemente, las particularidades de los sistemas eléctricos insulares como el de Tenerife exigen que estos porcentajes sean más elevados. Sin embargo, las tecnologías de almacenamiento desarrolladas durante la última década pueden complementar el uso de sistemas renovables y reducir el impacto de su intermitencia. En consecuencia, esto puede conducir a una operación del sistema segura y fiable con menores requerimientos de reserva y, por tanto, con una mayor penetración de renovables.

Los modelos desarrollados en este trabajo pondrán en relieve la importancia de modificar los criterios de reserva del sistema o, al menos, flexibilizarlos ante una posible penetración de sistemas de almacenamiento. Sin ellos, el cumplimiento de los objetivos nacionales, autonómicos e insulares de integración de renovables difícilmente podrá llevarse a cabo con éxito.

2.2. Sistemas de almacenamiento

Tal y como se comentó anteriormente, el impedimento principal a la hora de integrar las energías renovables (sobre todo la eólica y la fotovoltaica) en cualquier sistema eléctrico, es su carácter intermitente. Aunque las técnicas de previsión hayan mejorado, muy a menudo continúan observándose variaciones bruscas entre la producción de energía con renovables y la previsión llevada a cabo. Esto puede ocasionar importantes diferencias entre la energía demandada y la generada, dando lugar a variaciones inadmisibles en la frecuencia de red y, por tanto, a graves inestabilidades en el sistema. En la práctica, para evitar este tipo de circunstancias, cuando la producción de renovable es superior al máximo admisible por el sistema se genera una señal de consigna para desconectar dicha planta.

La introducción del almacenamiento energético en los sistemas eléctricos desempeña un papel clave en este tipo de situaciones. En primer lugar, porque es capaz de recoger ese excedente renovable que, por razones técnicas, no puede ser entregado al sistema eléctrico. Cuando las circunstancias cambian, esa energía puede ser devuelta a la red, reduciendo así la producción con sistemas convencionales más caros y contaminantes. En segundo lugar, este tipo de operaciones contribuye a minimizar las variaciones de frecuencia ocurridas y, consecuentemente, a incrementar la estabilidad del sistema. Por tanto, incluso en el caso de que los sistemas de almacenamiento no se tengan en consideración en el cómputo de las reservas, su introducción en los sistemas eléctricos parece más que necesaria y justificada.

A continuación, tomando como referencia la Estrategia de Almacenamiento Energético de Canarias, elaborada por el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC), se describen brevemente las principales barreras que puede enfrentar el despliegue de tecnologías de almacenamiento en el sistema eléctrico de Tenerife.

Podemos encontrar dos grandes grupos de barreras:

- (i) asociadas a la estructura regulatoria y
- (ii) asociadas al mercado eléctrico.

Las primeras vienen dadas por el hecho de que los sistemas de almacenamiento pueden actuar como generadores, consumidores o como un activo de transporte y distribución, lo que dificulta su encaje en la regulación actual. De igual forma, la carencia de experiencia en este tipo de tecnologías de almacenamiento y la falta de estándares técnicos y procedimentales acarrea serias dificultades para su estudio económico, diseño y explotación, lo que incrementa la aversión hacia su desarrollo.

En segundo lugar, las barreras asociadas al mercado eléctrico se refieren, sobre todo, a que las reglas del mercado y los esquemas de retribución actuales dificultan la participación de los recursos de almacenamiento en los mercados spot, al no cumplir con los requisitos establecidos por el esquema regulatorio. En esta línea, las compañías ya afianzadas contarían con ventajas competitivas inherentes al diseño del propio mercado en lo que se refiere a la adopción de sistemas de almacenamiento, dejando en situación de desventaja a propietarios independientes de menor escala y, consecuentemente, contribuyendo a la ineficiencia del sistema. De igual forma, la baja remuneración de los servicios de reserva y complementarios no supone tampoco un incentivo para la implementación de este tipo de tecnología.

Junto a estas barreras, existe también toda una serie de factores clave que dificultan la adopción generalizada del almacenamiento en el sistema eléctrico. Por ejemplo: la percepción –equivoca en muchos casos– de altos costes, las dudas que se ciernen sobre su rendimiento y fiabilidad, la falta de estandarización y la existencia de directrices regulatorias que distorsionan el mercado y dificultan la inversión en este tipo de sistemas. En efecto, la incertidumbre regulatoria, la cual a menudo ensombrece diversos aspectos de la gestión y regulación de los mercados eléctricos, es un factor crucial que debe tratarse para lograr la correcta implementación de los sistemas de almacenamiento.

Poner la lupa en el ámbito internacional puede ayudar a esclarecer las incógnitas subyacentes en el ámbito de esta tecnología. En Europa, Alemania y Reino Unido constituyen los primeros ejemplos hacia la integración del almacenamiento en sus sistemas eléctricos. En Reino Unido, por ejemplo, la acumulación con baterías se beneficia de los esquemas de soporte para energía renovable, aumentando la rentabilidad de las instalaciones. Este ecosistema se alimenta de tarifas feed-in-tariff que incentivan la producción con renovables y penaliza generación de emisiones.

2.3. Movilidad eléctrica

El apartado de movilidad eléctrica se ha reservado para el final no por casualidad, sino porque los condicionantes y barreras que pueden encontrarse son muy similares a los que se observan para los sistemas de almacenamiento. De hecho, desde la perspectiva de la oferta o generación

eléctrica, a los efectos de este documento los vehículos eléctricos son un elemento de almacenamiento más: consumen energía y, en el supuesto de que puedan entregar energía a la red (esquema V2G), también la “generan”. Por tanto, desde un punto de vista regulatorio y de mercado, la inclusión de los vehículos eléctricos en el sistema está sujeta a las mismas restricciones que el almacenamiento comentado en el apartado anterior, con la salvedad añadida de que admite movilidad entre los distintos nodos del sistema eléctrico. En consecuencia, su integración en las distintas regulaciones será más compleja si cabe.

Otro de los aspectos que puede suponer un freno a la expansión del vehículo eléctrico en Canarias, lo cual afectaría directamente al sistema eléctrico, es la disponibilidad (o carencia) de la infraestructura adecuada para la recarga. En el caso de considerarse un paradigma V2G, este aspecto gana aún más relevancia, dado que los puntos de recarga son también la ventana por la cual los vehículos verterán electricidad a la red. No obstante, la Estrategia del Vehículo Eléctrico de Canarias, elaborada por el ITC, propone que para el año 2040 se disponga en los lugares de trabajo de hasta 40.000 puntos de recarga (en Canarias), además de una red pública de recarga equivalente a 900.000 puntos. Por lo tanto, parece que la Administración pretende dar respuesta a este requerimiento en los próximos años, favoreciendo así la inclusión del vehículo eléctrico en el sistema.

Además de lo anterior, habría que considerar múltiples aspectos adicionales: ausencia de servicios relacionados con el vehículo eléctrico, tiempo de recarga y costes elevados, entre otros. Más importante es aún su fuerte impacto sobre el sistema eléctrico. En relación con lo comentado anteriormente, siempre que la penetración de renovables se encuentre limitada por criterios técnicos como las reservas del sistema, los vehículos se cargarán en buena parte con energía convencional, disparando los costes de generación eléctrica y las emisiones asociadas. Este hecho resalta la importancia de los comentarios previos, relativos a fomentar la expansión de los sistemas de almacenamiento y la necesidad de llevar a cabo cambios regulatorios para favorecer la penetración de las renovables.

3. Costes de inversión y financieros

La generación eléctrica en el sistema canario en general, y en el tinerfeño en particular, ha sido motivo de discusión constante durante las últimas décadas. Las principales razones para ello son su baja penetración de renovables, la cual contrasta con el elevado recurso disponible, y su elevado coste. En cifras, mientras que el coste de generación eléctrica de Tenerife en 2019 ascendió a aproximadamente 165 €/MWh, en el territorio peninsular esta cifra fue de tan solo 47.68€, casi 3.5 veces menos. El mismo coste ascendió a un total de casi 240 €/MWh en La Gomera, por ejemplo, equivalente a multiplicar el coste de generación peninsular por 5.

En este debate, existen opiniones que apuntan a que la introducción de renovables en el mix eléctrico podría reducir los costes de generación, pero también se ha señalado que el aumento de la penetración de estas tecnologías en sistemas tan vulnerables como los insulares pueden llevar aparejados otro tipo de costes que mermarían sus beneficios. Entre otros: costes de intermitencia, necesidad adicional de almacenamiento o requerimientos de inversión en sistemas de control de tensión y frecuencia. Por tanto, es necesario disponer de una herramienta objetiva y transparente, desarrollada específicamente para el sistema de Tenerife, que permita evaluar las distintas alternativas de inversión y opciones de operación para seleccionar las más eficientes.

Por lo general, el análisis de las alternativas de inversión en el sistema eléctrico y su operación es realizado en base al Levelised Cost of Energy o, en este caso, Levelised Cost of Electricity (LCOE) (del inglés Coste Normalizado de la Energía o Coste Normalizado de la Electricidad) Se trata de un cociente que expresa la relación entre el coste total asociado a la vida útil de un generador (inversión, operación, mantenimiento, etc.) y la energía que produciría durante ese período. Se expresa, por tanto, en €/kWh con lo que permite simplificar notablemente el proceso de toma de decisiones, ya que es muy fácil comparar por medio del LCOE los costes de tecnologías muy diferentes. Por ejemplo, las cifras de costes proporcionadas al inicio de esta sección corresponden al LCOE de Tenerife, la Península y la Gomera. Como puede verse, por medio del LCOE se obtiene intuitivamente una referencia sobre qué sistema proporciona unos costes más reducidos.

No obstante, esta metodología presenta dos grandes inconvenientes. En primer lugar, los resultados del análisis dependen fuertemente de las cifras de costes empleadas para evaluar cada tecnología. Si los costes utilizados están sesgados o difieren de los reales, pueden alcanzarse conclusiones erróneas y notablemente perjudiciales para el sistema eléctrico. Por ejemplo, puede incluirse mayor capacidad de una tecnología que fuera más cara, dejando a un lado otras alternativas más baratas. En segundo lugar, el LCOE es un concepto demasiado simple que no contempla la complejidad de todo el sistema, lo que incluiría cuestiones como las descritas anteriormente en este trabajo (reservas de regulación, beneficios ambientales, etc.).

Los modelos desarrollados presentados en este documento tratan de dar respuesta a estos dos aspectos. Por un lado, como se verá a continuación, los costes de sistemas convencionales se han extraído directamente del Real Decreto 738/2015, dónde se especifican los distintos conceptos para cada tecnología y generador en Tenerife. Asimismo, para los costes relativos a los sistemas renovables y de almacenamiento (incluyendo aquí también a los vehículos eléctricos), al no disponerse de fuentes oficiales se han empleado los datos proporcionados por entidades de

prestigio a nivel mundial, tales como la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, ídem) y Lazard. También se han empleado cifras obtenidas de la literatura científica basados en casos similares al de Tenerife. De esta manera, se ha tratado de minimizar el sesgo en los resultados obtenidos. Por otro lado, respecto a la simpleza inherente al LCOE, en la metodológica se explica con detalle cómo el modelo propuesto permite corregir esta circunstancia.

Prosiguiendo con la estructura planteada hasta el momento, se evalúan los costes de las tecnologías consideradas en los modelos de optimización en tres grupos: generación (convencional y renovable), almacenamiento (baterías, hidrobombeo e hidrógeno) y movilidad eléctrica. Tal y como se indicó en secciones previas, se considera también una leve expansión del sistema de transporte. Los costes asociados a las líneas propuestas se basan en los costes de proyectos reales similares que se han llevado a cabo en las Islas Canarias.

3.1. Tecnologías de generación

3.1.1. Sistemas convencionales

En la Tabla 3.1.1.1 se indican todos los costes relativos a la generación convencional. Las cifras que se observan han sido extraídas del 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 de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Respecto a los modelos y, en lo que a generación convencional se refiere, restarían por incluirse los costes de combustible y logística, los cuales se han extraído de los Anuarios Energéticos de Canarias.

Como cabría esperar, los costes más altos de operación y mantenimiento se observan en la tecnología de turbinas de gas, seguida de los motores diésel, los ciclos combinados y la turbina de vapor. En general, los costes de inversión siguen el orden contrario.

Tabla 3.1.1.1 Costes asociados a los sistemas convencionales.

Nombre simplificado	Fecha	Tecnología	fuel	Potencia neta [MW]	Potencia mínima [MW]	Coste [M€]	Coste inversión [€/MW]	O&M fija [€/kW]	O&M variable [€/MWh]	Coste combustible [€/MWh]	Coste logístico [€/MWh]	Coste arranque [€/p.u.]	Coste parada [€/p.u.]
Granadilla4	05/09/1995	Turbina de vapor	Fuel-oil	74.24	27.84	144.16	1,941,743.00	21.94	5.030	32.879	1.807	12,038.12	12,038.12
Granadilla5	08/12/1995	Turbina de vapor	Fuel-oil	74.24	27.84	127.71	1,720,245.15	21.94	5.030	32.879	1.807	12,038.12	12,038.12
Candelaria9	14/03/1979	Turbina de vapor	Fuel-oil	37.28	13.58	14.16	379,855.15	24.87	7.890	32.879	1.807	9,048.35	9,048.35
Candelaria10	01/10/1984	Turbina de vapor	Fuel-oil	37.28	13.58	42.99	1,153,218.88	24.873	7.890	32.879	1.807	9,048.35	9,048.35
Granadilla1	21/09/2003	Ciclo combinado	Gas-oil	206.10	75.50	214.60	1,041,222.71	37.50	18.160	47.182	1.716	33,072.39	33,072.39
Granadilla2	16/06/2010	Ciclo combinado	Gas-oil	226.20	74.00	267.144	1,181,007.96	37.50	18.160	47.182	1.716	33,072.39	33,072.39
Granadilla2	01/06/1991	Motor diésel	Fuel-oil	20.51	14.09	25.32	1,234,373.48	76.55	20.430	32.879	1.807	203.96	203.96
Granadilla3	01/08/1991	Motor diésel	Fuel-oil	20.51	14.09	25.32	1,234,373.48	76.55	20.430	32.879	1.807	203.96	203.96
Candelaria3	01/05/1972	Motor diésel	Fuel-oil	8.51	4.58	4.03	473,207.99	116.39	28.520	32.879	1.807	127.95	127.95
Candelaria6	01/11/1973	Motor diésel	Fuel-oil	8.51	4.58	3.95	464,629.85	116.39	28.520	32.879	1.807	127.95	127.95
Candelaria4	01/02/1973	Motor diésel	Fuel-oil	8.51	4.58	3.98	468,037.60	116.39	28.520	32.879	1.807	127.95	127.95
Arona2	03/06/2003	Turbina de gas	Gas-oil	21.60	4.85	16.47	762,592.59	31.68	32.960	47.182	1.716	818.49	818.49
Granadilla6	10/12/2001	Turbina de gas	Gas-oil	39.20	6.79	30.21	770,663.27	21.86	22.520	47.182	1.716	818.49	818.49
Arona1	19/05/2003	Turbina de gas	Gas-oil	21.60	4.85	19.905	921,527.78	31.68	32.960	47.182	1.716	3,873.33	3,873.33
Granadilla1	24/08/1990	Turbina de gas	Gas-oil	32.34	6.79	10.519	325,262.83	21.86	22.520	47.182	1.716	3,873.33	3,873.33
Candelaria11	04/11/1988	Turbina de gas	Gas-oil	32.34	6.79	7.906	244,465.06	21.86	22.520	47.182	1.716	3,873.33	3,873.33
Candelaria12	13/07/1989	Turbina de gas	Gas-oil	32.34	6.79	8.664	267,903.53	21.86	22.520	47.182	1.716	3,873.33	3,873.33
Candelaria5	01/12/1972	Turbina de gas	Gas-oil	14.70	6.79	3.512	238,911.56	31.68	32.960	47.182	1.716	3,873.33	3,873.33

3.1.2. Energías renovables

En el apartado anterior se observa que cada grupo generador tiene un coste particular asociado. Esto se debe, como ya se explicó, a que esos costes están disponibles en el Real Decreto 738/2015. Sin embargo, en el caso de las renovables hay que recurrir a los datos de fuentes externas, por lo que los costes de inversión, operación y mantenimiento son los mismos para cualquier generador dentro de un tipo concreto de tecnología. En otras palabras, consideramos el mismo coste, por ejemplo, para todos los parques eólicos de Tenerife. Asimismo, dado que las plantas renovables instaladas en la isla no son de reciente implementación, no se han utilizado los costes más recientes disponibles, sino aquellos que mejor pueden adaptarse a los costes reales de los citados sistemas. La Tabla 3.1.2.1 recoge las cifras correspondientes.

Tabla 3.1.2. Costes asociados a los sistemas renovables.

Tecnología	Potencia neta [MW]	Potencia mínima [MW]	Coste inversión [€/MW]	O&M fija [€/kW]	O&M variable [€/MWh]	Referencia
Eólica	195.65	0.00	1,046,500.00	25.48	0.00	Lazard 12
Fotovoltaica	1.80	0.00	1,683,500.00	10.92	0.000	Lazard 12
Mini-hidroeléctrica	118.46	0.00	910,000.00	37.17	1.238	IRENA 2015, IEA 2019
Biogás	1.12	0.00	1,547,000.00	45.50	9.100	Lazard 12

Tal y como puede observarse, la mini-hidroeléctrica y el biogás llevan aparejados costes de operación debido a las características de la tecnología. Aquí se incluiría, por ejemplo, el coste de adquisición del biogás o los costes de obtención y gestión del recurso hidrológico en la mini-hidroeléctrica.

3.2. Sistemas de almacenamiento

3.2.1. Baterías

Respecto a las baterías, debe realizarse un matiz importante. Por un lado, encontramos los mismos costes que para el resto de tecnologías: inversión, y operación y mantenimiento (fija y variable). No obstante, hay un componente adicional que, en los modelos de planificación energética, se emplea para tener en cuenta no sólo el coste por potencia disponible, sino también el coste por capacidad de almacenamiento (ver Tabla 3.2.1.1). Este coste se mide, por tanto, en €/MWh.

Tabla 3.2.1.1. Costes asociados al almacenamiento con baterías.

Tecnología	Coste inversión [€/MW]	Coste energético [€/MWh]	O&M fija [€/kW]	O&M variable [€/MWh]	Referencias
Baterías	365,000.00	136,000.00	0.00	8.00	Arbabszadeh et al. (2019) Ramos-Real et al. (2018)

3.2.2. Hidrobombeo

Lo explicado para las baterías es igualmente válido para el hidrobombeo (ver Tabla 3.2.2.1).

Tabla 3.2.2.1. Costes asociados al almacenamiento con hidrobombeo.

Tecnología	Coste inversión [€/MW]	Coste energético [€/MWh]	O&M fija [€/kW]	O&M variable [€/MWh]	Referencias
Hidrobombeo	441,000.00	5,000.00	20.15	5.86	Hallam & Contreras (2015) Arbabzadeh et al (2019) Ramirez-Diaz et al. (2016)

3.2.3. Hidrógeno

Como cabría esperar, los costes de hidrógeno para almacenamiento eléctrico son muy elevados en lo que respecta a inversión. Esto se debe a que se resulta necesario invertir en un electrolizador, en un tanque de almacenamiento y en alguna tecnología de pila de combustible. La Tabla 3.2.3.1 recoge las cifras.

Tabla 3.2.3.1. Costes asociados al almacenamiento con hidrógeno.

Tecnología	Coste inversión [€/MW]	Coste energético [€/MWh]	O&M fija [€/kW]	O&M variable [€/MWh]	Referencias
BES	3,842,000.00	4.68	0.00	10.40	NREL (2020) Ramos-Real et al. (2018)

3.2.4. Movilidad eléctrica

Se parte del supuesto de que los vehículos eléctricos son adquiridos por usuarios particulares, empresas e/o instituciones públicas, y no dispensados por el operador del sistema. Por tanto, en los modelos, el único coste que debe tenerse en cuenta es el relativo a la carga y descarga de las baterías. Éste se estima, aproximadamente, en 40 €/MWh debido al estrés al que se somete a la batería (Zhou, Qian, Allan, Zhou 2011).

4. Metodología

La metodología empleada para el desarrollo de este trabajo requiere la explicación de varios puntos diferenciados. En primer lugar, se detalla la formulación del modelo matemático utilizado y sus componentes. Para continuar, se describe la forma en la que los datos de demanda se han desagregado a lo largo del sistema de transporte. En tercer lugar, se indica la metodología empleada para seleccionar semanas representativas de la totalidad de la demanda del año 2019. En cuarto lugar, se describe brevemente el método utilizado para definir los perfiles de conducción de las flotas de vehículos eléctricos (la movilidad entre nodos). Finalmente, se definen los datos empleados y los distintos escenarios en lo que se basan los resultados.

4.1. Sistemas de almacenamiento

A grandes rasgos, la metodología empleada en este documento puede entenderse como la resolución de una gran función de optimización aplicada al sistema eléctrico de Tenerife. El modelo propuesto continúa las aproximaciones desarrolladas en Liu et al. (2018) y Boffino et al. (2019) para la representación de decisiones de planificación de la capacidad del sistema eléctrico y su operación. Concretamente, se trata de un modelo de optimización en dos pasos. El primero de ellos está relacionado con la toma de decisiones relativas a la inversión en sistemas de generación, almacenamiento y transmisión. El segundo paso captura todos los detalles de las condiciones de operación.

Para comprender correctamente el modelo, a continuación se indican los conjuntos de datos empleados, los parámetros utilizados en cada una de las ecuaciones, y las variables de decisión. Posteriormente, se detallan las ecuaciones empleadas y su función

4.1.1. Conjuntos de datos

Una peculiaridad del modelo propuesto es que el conjunto de líneas de transmisión se divide en dos grupos: las que están actualmente instaladas y las candidatas (sobre las que el modelo decidirá si instalarlas o no). Asimismo, debe tenerse en consideración que todas las líneas se han considerado del tipo Corriente Alterna (CA), por lo que el modelado del flujo de potencia a través de las mismas se ha realizado siguiendo una aproximación lineal de las leyes de Kirchhoff (ver Tabla 4.1.1.1).

Tabla 4.1.1.1 Conjuntos de datos utilizados en el modelo de optimización.

Conjunto	Descripción
Ω_n^C	Conjunto de generadores convencionales localizados en el nodo n
Ω_n^G	Conjunto de generadores renovables localizados en el nodo n
Ω_n^S	Conjunto de sistemas de almacenamiento localizados en el nodo n
Ω_n^E	Conjunto de flotas de vehículos eléctricos localizadas en el nodo n
Ω^{L+}	Conjunto de líneas de transmisión candidatas para instalación
$\zeta^r(l)$	Nodo final receptor de la línea l
$\zeta^s(l)$	Nodo final emisor de la línea l

4.1.2. Parámetros

Tabla 4.1.2.1 Parámetros utilizados en el modelo de optimización.

Parámetro	Descripción	Parámetro	Descripción
Costes y límites de inversión			
I_c^C	Coste de inversión del generador convencional c [€/MW]	$\bar{P}_g^{G,max}$	Capacidad máxima del generador renovable g que puede instalarse [MW]
I_g^G	Coste de inversión del generador renovable g [€/MW]	$p_g^{G,min}$	Potencia mínima de funcionamiento del generador renovable g [MW]
I_s^S	Coste de inversión del sistema de almacenamiento s [€/MW]	$R_g^{G,up}$	Rampa máxima de subida del generador renovable g [MW]
I_l^L	Coste de inversión de la línea de transporte l [€]	$R_g^{G,down}$	Rampa máxima de bajada del generador renovable g [b] [MW]
$I_{c,max}$	Presupuesto máximo de inversión para el generador convencional c [€]	$f_{g,o,t}$	Factor de capacidad del generador g en la condición de operación o y el instante t [p.u.]
$I_{g,max}$	Presupuesto máximo de inversión para el generador renovable g [€]	Transporte	
$I_{s,max}$	Presupuesto máx. de inversión para el sistema de almacenamiento s [€]	F_l^{max}	Capacidad de la línea de transmisión l [MW]
$I_{l,max}$	Presupuesto máximo de inversión para la construcción de líneas de transporte [€]	$\theta_{ref,o,t}$	Fase del nodo de referencia en la condición de operación o y el instante t [rad]
Costes de operación			
K_c^C	Coste de generación del generador convencional c [€/MWh]	B_l	Susceptancia de la línea de transmisión l [S]
K_g^G	Coste de generación del generador renovable g [€/MWh]	M	Constante fija de gran valor
F_c^C	Coste de combustible del generador convencional c [€/MWh]	Almacenamiento	
L_c^C	Costes logísticos del generador convencional c [€/MWh]	$\bar{P}_s^{S,max}$	Capacidad máxima del sistema de almacenamiento s que puede instalarse [MW]
$C_c^{C,Start_Up}$	Coste de arranque del generador convencional c [€/p.u.]	$\eta_s^{S,T}$	Eficiencia de descarga del sistema de almacenamiento s [p.u.]
$C_c^{C,Shut_down}$	Coste de parada del generador convencional c [€/p.u.]	\bar{c}_s	Capacidad de almacenamiento de la unidad s [horas]
K^D	Coste por corte de suministro [€/MWh]	$\gamma_{s,o,t}^{S,L,min}$	Estado de carga mínimo del sistema de almacenamiento s en la condición de operación o y en el instante de tiempo t [MWh]
$K_s^{S,T}$	Coste de operación del sistema de almacenamiento s [€/MWh]	Vehículos eléctricos	
$K_e^{E,T}$	Coste de operación de la flota de vehículos eléctricos e [€/MWh]	$\eta_e^{E,T}$	Eficiencia de descarg de la flota de vehículos eléctricos e [p.u.]
Parámetros técnicos			
Generadores convencionales			
η_c^C	Eficiencia del generador convencional c [p.u.]	$p_e^{E,max}$	Capacidad V2G disponible en la flota de vehículos eléctricos e [MW]
$\bar{P}_c^{C,max}$	Capacidad máxima del generador convencional c que puede instalarse [MW]	$\rho_e^{E,L,max}$	Nivel máximo de energía almacenada en la flota de vehículos eléctricos e [MWh]
$p_c^{C,min}$	Potencia mínima de funcionamiento del generador convencional c [MW]	$\rho_e^{E,L,min}$	Nivel mínimo absoluto de energía almacenada en la flota de vehículos eléctricos e [MWh]
$R_c^{C,up}$	Rampa máxima de subida del generador convencional c [MW]	$\rho_e^{E,L,GridMin1}$	Nivel mínimo de energía almacenada a la hora de partida 1 [MWh]
$R_c^{C,down}$	Rampa máxima de bajada del generador convencional c [MW]	$\rho_e^{E,L,GridMin2}$	Nivel mínimo de energía almacenada a la hora de partida 2 [MWh]
Generadores renovables			
Demanda			
		$P_{n,o,t}^{D,max}$	Demanda de energía en el nodo n, en la condición de operación o y en el instante t [MWh]

4.1.3. Variables de decisión

Respecto al almacenamiento, cabe destacar que las reservas no rodantes sólo se consideran en el caso del hidrobombeo. Los vehículos eléctricos y las baterías ofrecen una respuesta tan rápida que únicamente se tiene en cuenta su contribución a las reservas rodantes (ver Tabla 4.1.3.1).

Tabla 4.1.3.1 Variables de decisión utilizadas en el modelo de optimización.

Variable	Descripción	Variable	Descripción
Inversión (capacidad)		Generadores convencionales	
$p_c^{C,max}$	Capacidad del generador convencional c que se instala [MW]	$sp_{c,o,t}^{down}$	Reservas rodantes (primarias) de bajada aportadas por el generador c en la condición de operación o y en el instante t [MW]
$p_g^{G,max}$	Capacidad del generador renovable g que se instala [MW]	$sp_{c,o,t}^{up}$	Reservas rodantes (primarias) de subida aportadas por el generador c en la condición de operación o y en el instante t [MW]
$p_s^{S,max}$	Capacidad del sistema de almacenamiento s que se instala [MW]	$nsp_{c,o,t}^{up}$	Reservas no rodantes (secundarias) de subida aportadas por el generador c en la condición de operación o y en el instante t [MW]
Operación		Generadores renovables	
Generadores y demanda no satisfecha		$sp_{g,o,t}^{down}$	Reservas rodantes (primarias) de bajada aportadas por el generador c en la condición de operación o y en el instante t [MW]
$p_{c,o,t}^C$	Nivel de producción del generador convencional c en la condición de operación o y en el instante t [MW]	$sp_{g,o,t}^{up}$	Reservas rodantes (primarias) de subida aportadas por el generador g en la condición de operación o y en el instante t [MW]
$p_{g,o,t}^G$	Nivel de producción del generador renovable c en la condición de operación o y en el instante t [MW]	$nsp_{g,o,t}^{up}$	Reservas no rodantes (secundarias) de subida aportadas por el generador g en la condición de operación o y en el instante t [MW]
$p_{n,o,t}^D$	Nivel de carga no satisfecha en el nodo n en la condición de operación o y en el instante t [MW]	Almacenamiento	
Transporte		$sp_{s,o,t}^{down}$	Reservas rodantes (primarias) de bajada aportadas por el sistema de almacenamiento s en la condición de operación o y en el instante t [MW]
$p_{l,o,t}^L$	Flujo de potencia en la línea l, en la condición de operación o y en el instante t [MW]	$sp_{s,o,t}^{up}$	Reservas rodantes (primarias) de subida aportadas por el sistema de almacenamiento s en la condición de operación o y en el instante t [MW]
$\theta_{n,o,t}$	Fase del nodo n, en la condición de operación o y el instante t [rad]	$nsp_{s,o,t}^{up}$	Reservas no rodantes (secundarias) de subida aportadas por el sistema de almacenamiento s en la condición de operación o y en el instante t [MW] (sólo hidrobombeo)
Almacenamiento		Vehículos eléctricos	
$\gamma_{s,o,t}^{S,T}$	Potencia de descarga del sistema de almacenamiento s en la condición de operación o y en el instante t [MW]	$sp_{e,o,t}^{down}$	Reservas rodantes (primarias) de bajada aportadas por la flota de vehículos eléctricos e en la condición de operación o y en el instante t [MW]
$\gamma_{s,o,t}^{S,P}$	Potencia de carga del sistema de almacenamiento s en la condición de operación o y en el instante t [MW]	$sp_{e,o,t}^{up}$	Reservas rodantes (primarias) de subida aportadas por la flota de vehículos eléctricos e en la condición de operación o y en el instante t [MW]
$\gamma_{s,o,t}^{S,L}$	Estado de carga del sistema de almacenamiento s en la condición de operación o y en el instante de tiempo t [MWh]		

Vehículos eléctricos	
$\rho_{e,o,t}^{E,T}$	Potencia de descarga de la flota de vehículos eléctricos e en la condición de operación o y en el instante t [MW]
$\rho_{e,o,t}^{E,P}$	Potencia de carga de la flota de vehículos eléctricos e en la condición de operación o y en el instante t [MW]
$\rho_{e,o,t}^{E,L}$	Estado de carga de la flota de vehículos eléctricos e en la condición de operación o y en el instante de tiempo t [MWh]
Operación: Reservas	

4.1.4. Variables de decisión binarias

En la Tabla 4.1.4.1, la variable binaria para la carga y descarga de los sistemas de almacenamiento se refiere al hidrobombeo.

Tabla 4.1.4.1 Variables de decisión binarias utilizadas en el modelo de optimización.

Variable de decisión (binaria)	Descripción
$xc_{c,o,t}^C$	Variable binaria: 1 si el generador convencional c se arranca en la condición de operación o y en el instante t, 0 en caso contrario
$xd_{c,o,t}^C$	Variable binaria: 1 si el generador convencional c se apaga en la condición de operación o y en el instante t, 0 en caso contrario
x_l^L	Variable binaria: 1 si la línea de transmisión se instala, 0 en caso contrario
$\delta_{c,o,t}^C$	Variable binaria: 1 si el generador convencional c está conectado en la condición de operación o y en el instante t, 0 en caso contrario
$xc_{s,o,t}^S$	Variable binaria: 1 si el sistema de almacenamiento s se carga en la condición de operación o y en el instante t, 0 en caso contrario (sólo para hidrobombeo)
$xd_{s,o,t}^S$	Variable binaria: 1 si el sistema de almacenamiento s se descarga en la condición de operación o y en el instante t, 0 en caso contrario (sólo para el hidrobombeo)

4.1.5. Formulación matemática

A continuación, se indica el modelo de dos pasos propuesto:

$$\begin{aligned}
 & \text{Función objetivo} \\
 \min & \sum_c I_c^C p_c^{C,max} + \sum_g I_g^G p_g^{G,max} + \sum_s I_s^S p_s^{S,max} + \sum_{l \in \Omega^L} I_l^L x_l^L \\
 & + \sum_{o,t} \left\{ \sum_c [(K_c^C + F_c^C / \eta_c^C + L_c^C) p_{c,o,t}^C + C_c^{C,Start-Up} \cdot xc_{c,o,t}^C + C_c^{C,Shut-down} \cdot xd_{c,o,t}^C] \right. \\
 & \left. + \sum_g (K_g^G p_{g,o,t}^G) + \sum_t (K^D p_{n,o,t}^D) \right. \\
 & \left. + \sum_{ess} (K_s^{S,T} \gamma_{s,o,t}^{S,T} / \eta_s^{S,T}) + \sum_{EV} (K_e^{E,T} \rho_{e,o,t}^{E,T} / \eta_e^{E,T}) \right\} \quad (1)
 \end{aligned}$$

Restricciones relativas a la inversión

$$0 \leq p_c^{C,max} \leq \bar{p}_c^{C,max}, \forall c \quad (2)$$

$$0 \leq p_g^{G,max} \leq \bar{p}_g^{G,max}, \forall g \quad (3)$$

$$0 \leq p_s^{S,max} \leq \bar{p}_s^{S,max}, \forall s \quad (4)$$

$$\sum_c I_c^C p_c^{C,max} \leq I^{C,max} \quad (5)$$

$$\sum_g I_g^G p_g^{G,max} \leq I^{G,max} \quad (6)$$

$$\sum_s I_s^S p_s^{S,max} \leq I^{S,max} \quad (7)$$

$$\sum_{l \in \Omega^{L+}} I_l^L x_l^L \leq I^{L,max} \quad (8)$$

Equilibrio del sistema

$$\sum_{c \in \Omega_n^C} p_{c,o,t}^C + \sum_{g \in \Omega_n^G} p_{g,o,t}^G + p_{n,o,t}^D + \sum_{s \in \Omega_n^{S,T}} (\gamma_{s,o,t}^{S,T} - \gamma_{s,o,t}^{S,P}) + \sum_{e \in \Omega_n^E} (\rho_{e,o,t}^{E,T} - \rho_{e,o,t}^{E,P}) + \sum_{l, \zeta^T(l)=n} p_{l,o,t}^L - \sum_{l, \zeta^S(l)=n} p_{l,o,t}^L = P_{n,o,t}^{D,max}, \forall c, o, t \quad (9)$$

Cortes de suministro

$$0 \leq p_{n,o,t}^D \leq P_{n,o,t}^{D,max} \forall n, o, t \quad (10)$$

Generadores

Convencionales

$$0 \leq p_{c,o,t}^C \leq p_{c,o,t}^{C,max}, \forall c, o, t \quad (11)$$

$$p_{c,o,t}^C - sp_{c,o,t}^{down} \geq p_{c,o,t}^{C,min} \delta_{c,o,t}^C, \forall c, o, t \quad (12)$$

$$p_{c,o,t}^C + sp_{c,o,t}^{up} \leq p_{c,o,t}^{C,max} \delta_{c,o,t}^C, \forall c, o, t \quad (13)$$

$$p_{c,o,t}^C + sp_{c,o,t}^{up} + nsp_{c,o,t}^{up} \leq p_{c,o,t}^{C,max} \forall c, o, t \quad (14)$$

$$0 \leq sp_{c,o,t}^{up} \leq p_{c,o,t}^{C,max} \forall c, o, t \quad (15)$$

$$0 \leq nsp_{c,o,t}^{up} \leq p_{c,o,t}^{C,max} \forall c, o, t \quad (16)$$

$$0 \leq sp_{c,o,t}^{down} \leq p_{c,o,t}^{C,max} \forall c, o, t \quad (17)$$

$$p_{c,o,t}^C - p_{c,o,t-1}^C + sp_{c,o,t}^{up} + nsp_{c,o,t}^{up} \leq R_c^{C,up}, \forall c, o, t \quad (18)$$

$$p_{c,o,t}^C - p_{c,o,t-1}^C - sp_{c,o,t}^{down} \geq -R_c^{C,down}, \forall c, o, t \quad (19)$$

Renovables

$$0 \leq p_{g,o,t}^G \leq p_{g,o,t}^{G,max} \cdot f_{g,o,t}, \forall g, o, t \quad (20)$$

$$sp_{g,o,t}^{up} = 0 \forall g, o, t \quad (21)$$

$$nsp_{g,o,t}^{up} = 0 \forall g, o, t \quad (22)$$

$$0 \leq sp_{g,o,t}^{down} \leq p_{g,o,t}^{G,max} \cdot f_{g,o,t} \forall g, o, t \quad (23)$$

$$p_{g,o,t}^G - sp_{g,o,t}^{down} \geq p_{g,o,t}^{G,min} \cdot f_{g,t}, \forall g, o, t \quad (24)$$

$$p_{g,o,t}^G - p_{g,o,t-1}^G \leq R_g^{G,up}, \forall g, o, t \quad (25)$$

$$p_{g,o,t}^G - p_{g,o,t-1}^G - sp_{g,o,t}^{down} \geq -R_g^{G,down}, \forall g, o, t \quad (26)$$

Almacenamiento

Baterías e hidrógeno

$$0 \leq \gamma_{s,o,t}^{S,P} \leq p_s^{S,max}, \forall s, o, t \quad (27)$$

$$0 \leq \frac{\gamma_{s,o,t}^{S,T}}{\eta_s} \leq p_s^{S,max}, \forall s, o, t \quad (28)$$

$$\gamma_s^{S,L,min} \leq \gamma_{s,o,t}^{S,L} \leq \bar{c}_s p_s^{S,max}, \forall s, o, t \quad (29)$$

$$\gamma_{s,o,t}^{S,L} = \gamma_{s,o,t-1}^{S,L} + \gamma_{s,o,t}^{S,P} \eta_s^{S,P} - \gamma_{s,o,t}^{S,T} / \eta_s^{S,T}, \forall s, o, t > 0 \quad (30)$$

$$\gamma_{s,o,t}^{S,L} \geq \gamma_{s,o,t}^{S,L} = 0.5 \cdot \bar{c}_s p_s^{S,max} \forall s, o, t = 0 \quad (31)$$

$$sp_{s,o,t}^{up} / \eta_s^{S,T} \leq \gamma_{s,o,t}^{S,L} - \gamma_s^{S,L,min}, \forall s, o, t \quad (32)$$

$$\gamma_{s,o,t}^{S,T} / \eta_s^{S,T} + sp_{s,o,t}^{up} / \eta_s^{S,T} \leq p_s^{S,max}, \forall s, o, t \quad (33)$$

$$sp_{s,o,t}^{down} \leq \bar{c}_s p_s^{S,max} - \gamma_{s,o,t}^{S,L}, \forall s, o, t \quad (34)$$

$$\gamma_{s,o,t}^{S,P} + sp_{s,o,t}^{down} \leq p_s^{S,max}, \forall s, o, t \quad (35)$$

$$sp_{s,o,t}^{up} \geq 0, \forall s, o, t \quad (36)$$

$$sp_{s,o,t}^{down} \geq 0, \forall s, o, t \quad (37)$$

Hidrobombéo

$$0 \leq \gamma_{s,o,t}^{S,P} \leq p_s^{S,max} \cdot xc_{s,o,t}^S, \forall s, o, t \quad (38)$$

$$0 \leq \frac{\gamma_{s,o,t}^{S,T}}{\eta_s^{S,T}} \leq p_s^{S,max} \cdot xd_{s,o,t}^S, \forall s, o, t \quad (39)$$

$$\gamma_s^{S,L,min} \leq \gamma_{s,o,t}^{S,L} \leq \bar{c}_s p_s^{S,max}, \forall s, o, t \quad (40)$$

$$\gamma_{s,o,t}^{S,L} = \gamma_{s,o,t,-1}^{S,L} + \gamma_{s,o,t}^{S,P} \eta_s^{S,P} - \gamma_{s,o,t}^{S,T} / \eta_s^{S,T}, \forall s, o, t > 0 \quad (41)$$

$$\gamma_{s,o,t}^{S,L} \geq \gamma_{s,o,t}^{S,L} = 0.5 \cdot \bar{c}_s p_s^{S,max} \quad \forall s, o, t = 0 \quad (42)$$

$$sp_{s,o,t}^{up} / \eta_s^{S,T} + nsp_{s,o,t}^{up} / \eta_s^{S,T} \leq \gamma_{s,o,t}^{S,L} - \gamma_s^{S,L,min}, \forall s, o, t \quad (43)$$

$$\gamma_{s,o,t}^{S,T} / \eta_s^{S,T} + sp_{s,o,t}^{up} / \eta_s^{S,T} + sp_{s,o,t}^{down} / \eta_s^{S,T} \leq p_s^{S,max}, \forall s, o, t \quad (44)$$

$$sp_{s,o,t}^{down} \leq \bar{c}_s p_s^{S,max} - \gamma_{s,o,t}^{S,L}, \forall s, o, t \quad (45)$$

$$\gamma_{s,o,t}^{S,P} + sp_{s,o,t}^{down} \leq p_s^{S,max}, \forall s, o, t, \quad (46)$$

$$sp_{s,o,t}^{up} \geq 0, \forall s, o, t \quad (47)$$

$$sp_{s,o,t}^{down} \geq 0, \forall s, o, t \quad (48)$$

$$nsp_{s,o,t}^{up} \geq 0, \forall s, o, t \quad (49)$$

Vehículos eléctricos:

$$0 \leq \rho_{e,o,t}^{E,P} \leq p_e^{E,max}, \forall e, o, t \quad (50)$$

$$0 \leq \rho_{e,o,t}^{E,T} / \eta_e^{S,T} \leq p_e^{E,max}, \forall e, o, t \quad (51)$$

$$\rho_{e,o,t}^{E,L} = \rho_{e,o,t,-1}^{E,L} + \rho_{e,o,t}^{E,P} \eta_e^{E,P} - \rho_{e,o,t}^{E,T} / \eta_e^{E,T} - N_{e,o,t}^{E,C}, \forall e, o, t > 0 \quad (52)$$

$$\rho_{e,o,t}^{E,L,min} \leq \rho_{e,o,t}^{E,L} \leq \rho_{e,o,t}^{E,L,max}, \forall e, o, t \quad (53)$$

$$\rho_{e,o,t}^{E,L} = 0.5 \cdot \rho_e^{E,L,max}, \forall e, o, t = 0 \quad (54)$$

$$\rho_{e,o,t}^{E,L} \geq \rho_e^{E,L,GridMin1} \quad \forall e, o, t = D0 \quad (55)$$

$$\rho_{e,o,t}^{E,T} \geq \rho_e^{E,L,GridMin2} \quad \forall e, o, t = D1 \quad (56)$$

$$sp_{e,o,t}^{up} / \eta_e^{E,T} \leq \rho_{e,o,t}^{E,L} - \rho_e^{E,L,min}, \forall e, o, t \quad (57)$$

$$\rho_{e,o,t}^{E,T} / \eta_e^{E,T} + sp_{e,o,t}^{up} / \eta_e^{E,T} \leq p_e^{E,max}, \forall e, o, t \quad (58)$$

$$sp_{e,o,t}^{down} \leq \bar{c}_e p_e^{E,max} - \rho_{e,o,t}^{E,L}, \forall e, o, t \quad (59)$$

$$\rho_{e,o,t}^{E,P} + sp_{e,o,t}^{down} \leq p_e^{E,max}, \forall e, o, t \quad (60)$$

$$\rho_{e,o,t}^{E,P}, \rho_{e,o,t}^{E,T} = 0 \quad \forall e, o, t \notin [\emptyset_e^A, \emptyset_e^D] \quad (61)$$

$$sp_{e,o,t}^{up}, sp_{e,o,t}^{down} = 0 \quad \forall e, o, t \notin [\emptyset_e^A, \emptyset_e^D] \quad (62)$$

$$sp_{e,o,t}^{up} \geq 0, \forall e, o, t \quad (63)$$

$$sp_{e,o,t}^{down} \geq 0, \forall e, o, t \quad (64)$$

Reservas

$$\sum_{c \in C, c \in Z} sp_{c,o,t}^{up} + \sum_{s \in S, s \in Z} sp_{s,o,t}^{up} + \sum_{e \in EV, e \in Z} sp_{e,o,t}^{up} \geq 0.50 \cdot p_{c \in Z, o, t}^C, \forall o, t, z, c \in Z, s \in Z, e \in Z \quad (65)$$

$$\sum_{c \in C, c \in Z} sp_{c,o,t}^{up} + \sum_{s \in S, s \in Z} sp_{s,o,t}^{up} + \sum_{e \in EV, e \in Z} sp_{e,o,t}^{up} \geq 0.50 \cdot p_{g \in Z, o, t}^G, \forall o, t, z, g \in Z, s \in Z, e \in Z \quad (66)$$

$$\sum_{c \in C, c \in Z} (sp_{c,o,t}^{up} + nsp_{c,o,t}^{up}) + \sum_{s \in S, s \in Z} (sp_{s,o,t}^{up} + nsp_{s,o,t}^{up}) + \sum_{e \in EV, e \in Z} (sp_{e,o,t}^{up}) \geq 2 \cdot p_{c \in Z, o, t}^C, \forall o, t, z, c \in Z, s \in Z, e \in Z \quad (67)$$

$$\sum_{c \in C, c \in Z} (sp_{c,o,t}^{up} + nsp_{c,o,t}^{up}) + \sum_{s \in S, s \in Z} (sp_{s,o,t}^{up} + nsp_{s,o,t}^{up}) + \sum_{e \in EV, e \in Z} (sp_{e,o,t}^{up}) \geq P_{z,o,t+1}^{D,max} - P_{z,o,t}^{D,max}, \forall o, c \in Z, s \in Z, e \in Z, z, t \mid P_{z,o,t+1}^{D,max} > P_{z,o,t}^{D,max} \quad (68)$$

$$\sum_{c \in C, c \in Z} (sp_{c,o,t}^{up} + nsp_{c,o,t}^{up}) + \sum_{s \in S, s \in Z} (sp_{s,o,t}^{up} + nsp_{s,o,t}^{up}) + \sum_{e \in EV, e \in Z} (sp_{e,o,t}^{up}) \geq p_{g \in Z, o, t}^G, \forall o, t, z, c \in Z, s \in Z, a, g \in Z, e \in Z \quad (69)$$

$$\sum_{c \in C, c \in Z} (sp_{c,o,t}^{up} + nsp_{c,o,t}^{up}) + \sum_{s \in S, s \in Z} (sp_{s,o,t}^{up} + nsp_{s,o,t}^{up}) + \sum_{e \in EV, e \in Z} (sp_{e,o,t}^{up}) \geq 1.5 \cdot p_{c \in Z, o, t}^C, \forall o, z, s \in Z, e \in Z, c \mid Turb. Gas (CC), t \mid P_{z,o,t+1}^{D,max} > P_{z,o,t}^{D,max} \quad (70)$$

$$\sum_{c \in C, c \in Z} sp_{c,o,t}^{down} + \sum_{g \in G, g \in Z} sp_{g,o,t}^{down} + \sum_{s \in S, s \in Z} sp_{s,o,t}^{down} + \sum_{e \in EV, e \in Z} sp_{e,o,t}^{down} \geq 0.50 \cdot p_{c \in Z, o, t}^C, \forall o, t, z, c \in Z, g \in Z, s \in Z, e \in Z \quad (71)$$

$$\sum_{c \in C, c \in Z} sp_{c,o,t}^{down} + \sum_{g \in G, g \in Z} sp_{g,o,t}^{down} + \sum_{s \in S, s \in Z} sp_{s,o,t}^{down} + \sum_{e \in EV, e \in Z} sp_{e,o,t}^{down} \geq 0.50 * p_{g \in Z, o, t}^G, \forall o, t, z, c \in Z, g \in Z, s \in Z, e \in Z \quad (72)$$

Líneas

Líneas existentes

$$-F_l^{max} \leq p_{l,o,t}^L \leq F_l^{max}, \forall l \notin \Omega^{L+}, o, t \quad (73)$$

$$p_{l,o,t}^L = B_l(\theta_{\zeta^s(l),o,t} - \theta_{\zeta^r(l),o,t}), \forall l \notin \Omega^{L+}, o, t \quad (74)$$

Líneas candidatas

$$-F_l^{max} \cdot x_l^L \leq p_{l,o,t}^L \leq F_l^{max} \cdot x_l^L, \forall l, o, t \quad (75)$$

$$-(1 - x_l^L) \cdot M \leq p_{l,o,t}^L - B_l(\theta_{\zeta^s(l),o,t} - \theta_{\zeta^r(l),o,t}) \leq (1 - x_l^L) \cdot M, \forall l \notin \Omega^{L+}, o, t \quad (76)$$

Nodos

$$-\pi \leq \theta_{n,o,t} \leq \pi, \forall n, o, t \quad (77)$$

$$\theta_{ref,o,t} = 0, \quad \forall o, t \quad (78)$$

Variables binarias

$$\delta_{c,t}^C - \delta_{c,t-1}^C = C_{c,t}^{C,StartUp} - C_{c,t}^{C,Shut} \forall t, c \quad (79)$$

$$xc_{s,o,t}^S \leq (1 - xd_{s,o,t}^S) \quad (80)$$

La ecuación (1) representa la función objetivo. Tal y como se observa, consta de dos partes diferenciadas: una relativa a los costes de inversión y otra a los de operación. Los parámetros de coste de inversión están anualizados, para que sean comparables a los de operación. De lo contrario los costes estimados estarían sesgados debido a que la amortización de la inversión se planifica a 25 años, mientras que los costes de operación están referidos a un instante de tiempo concreto. La anualización se efectúa por medio de la siguiente expresión:

$$\frac{i \cdot (1 + i)^y}{(1 + i)^y - 1}$$

Donde y es el la vida útil del generador e i la tasa de interés.

Los costes de operación se computan con una base horaria, para cada semana de operación. Estos costes se refieren, básicamente, a la producción de energía con generadores (convencionales y renovables), y a la carga y descarga de sistemas de almacenamiento (baterías, hidrobombeo e hidrógeno) y vehículos eléctricos. También se consideran los costes asociados a la demanda no satisfecha. En esta primera exploración no se han incluido los costes debidos a la emisión de CO2 y otras partículas contaminantes, como los gases NOx y SOx.

De acuerdo con cada una de las dos partes mencionadas de la función objetivo, las restricciones que se incluyen en el modelo son también de dos tipos (inversión y operación). Respecto a las primeras, las ecuaciones (2)-(4) imponen límites a la capacidad que puede instalarse de generadores convencionales, renovables y sistemas de almacenamiento, respectivamente. En este caso, los límites de la capacidad convencional vienen dados por la potencia total instalada actualmente (es decir, la idea es que el modelo muestre resultados sin añadir nueva potencia

térmica). Por su parte, los límites de renovables y sistemas de almacenamiento se han tomado del PECAN 2006. Asimismo, las restricciones (6)-(8) establecen un techo económico de gasto en inversión en tecnologías. En las simulaciones presentadas en la sección de resultado, se ha considerado que el techo de gasto viene dado por la máxima capacidad que puede instalarse para cada tecnología. La restricción 8 demuestra el carácter binario de las decisiones de inversión en líneas de transporte.

La ecuación (9) impone el equilibrio del sistema en cada hora, y en cada semana de operación. Básicamente, para cada nodo, la suma de la energía generada por sistemas térmicos y convencionales, sumada a las descargas del almacenamiento y los vehículos eléctricos, y añadiendo la potencia entrante y saliente que fluye por las líneas conectadas al nodo, debe ser igual a la demanda en ese nodo más la carga no satisfecha (la cual, idealmente debe ser cero). En este sentido, la ecuación (10) establece el límite de la carga no satisfecha, que en ningún caso puede ser superior a la demanda en el nodo.

Las ecuaciones (11)-(19) establecen las restricciones relativas a la operación de los sistemas convencionales. La ecuación (11) es fundamental, puesto que indica que un generador no puede producir energía con una potencia superior a su capacidad neta. La ecuación (12) establece la capacidad de reserva rodante de bajada que cada generador puede ofrecer según su potencia mínima de funcionamiento. La ecuación (13) hace lo propio con la reserva de subida. En estas dos últimas ecuaciones pueden observarse las decisiones de consigna, implementadas por medio de una variable binaria. La ecuación (14) define los límites de reservas no rodantes de subida que el generador puede proporcionar. Las ecuaciones (15)-(17) establecen los límites numéricos de las reservas de rodantes de subida y bajada, y de la reserva no rodante de subida. Por último, las ecuaciones (18) y (19) establecen los límites de variación de la potencia entregada por un generador, tanto de subida como de bajada, en función de las rampas máximas que soporta y de la energía y reservas que proporciona en cada hora y semana de operación.

Las ecuaciones (20)-(26) replican en cierta medida a las ecuaciones (11)-(19), pero adaptadas al caso de los sistemas renovables. Así pues, en (20) se establece que la potencia de un sistema de este tipo, además de estar limitado por su capacidad neta, depende también del factor de capacidad de la hora t y la semana de operación o . Las ecuaciones (21) y (22) imponen que las renovables no puedan proporcionar reservas de subida, siguiendo lo establecido en el Protocolo de Operación de los SEIEs de Red Eléctrica de España. No obstante, sí se permite que proporcionen reservas de bajada limitadas, evidentemente, por el factor de capacidad (ver ecuaciones (23) y (24)). Por último, las ecuaciones (25) y (26) imponen las rampas máximas y mínimas de los generadores renovables. No obstante, estos plantean menos dificultades técnicas que los sistemas convencionales para ofrecer grandes rampas, por lo que realmente no son un aspecto limitante.

Las restricciones (27)-(37) se refieren a la operación de las baterías y el almacenamiento con hidrógeno. Han sido adaptadas de los trabajos de Sioshansi & Denholm (2011), Drury et al. (2011), Sioshansi et al. (2009) and Boffino et al. (2019). La ecuación (27) establece que los sistemas no

pueden cargar, en una hora dada, un flujo de potencia superior a su capacidad neta de almacenamiento. Lo mismo ocurre con la descarga (ecuación (28)). Los bornes de los sistemas de almacenamiento se consideran la frontera del sistema, de forma que los parámetros $\gamma_{s,o,t}^{S,P}$ y $\gamma_{s,o,t}^{S,T}$ se refieren, respectivamente, a la energía que llega a los bornes de la batería para ser almacenada y la energía entregada a la red. Por tanto, debido al efecto de las eficiencias de carga y descarga, la energía cargada es menor que la recibida, mientras que la descargada es mayor que la entregada. La ecuación (29) impone que el estado de carga (la energía almacenada) de los sistemas de almacenamiento no puede ser menor a un límite mínimo especificado, ni mayor a la máxima capacidad energética de la unidad. En el sistema modelado se ha comprobado que el agotamiento de los recursos almacenados no es un problema (sobre todo porque se modelan semanas completas y no días sueltos), por lo que el límite mínimo de estado de carga se ha establecido en 0 (Boffino et al., 2019; Graves et al., 1999). La ecuación (30) define el cambio en el estado de carga de los sistemas de almacenamiento entre un período y el siguiente. La ecuación (31) establece que el estado de carga de estos sistemas es igual a la mitad de la capacidad total al inicio de cada período de operación (Boffino et al., 2019; Graves et al., 1999). La ecuación (32) y (34) establecen los límites de reservas rodantes de subida y bajada dada la energía almacenada, mientras que las ecuaciones (33) y (35) establecen dichos límites en función de la capacidad operativa del sistema. Por último, las ecuaciones (36) y (37) imponen que las reservas no pueden ser negativas.

Las ecuaciones (38)-(49) replican a las ecuaciones (27)-(37) pero para el caso del hidrobombeo. La única diferencia reseñable es que esta tecnología se opera por medio de decisiones de consigna (ver ecuaciones (38) y (39)), y que, además, se considera su contribución en las reservas no rodantes (ver ecuaciones (43) y (49)). En el caso de las baterías y el almacenamiento con hidrógeno, dada su rápida respuesta, la estrategia más inteligente es computar toda su capacidad como reserva rodante.

Las ecuaciones (50)-(64) aplican las restricciones relativas a la integración de los vehículos eléctricos en el sistema. Se han adaptado del trabajo de Sioshansi et al. (2009), y siguen una filosofía muy similar a las ecuaciones referidas a las baterías, el hidrógeno y los sistemas de hidrobombeo. La principal diferencia es que la potencia máxima de las flotas de vehículos eléctricos viene dada por la suma de las capacidades de las baterías de los vehículos que integran cada flota. Esta cifra es un parámetro del modelo, y no una variable de decisión. La carga y descarga (ecuaciones (50) y (51)), la gestión de la energía almacenada (ecuaciones (52)-(56)) y la gestión de las reservas (ecuaciones (57)-(64)) se realizan de forma análoga a como ocurre con las baterías. La principal diferencia es que los vehículos eléctricos pueden desplazarse entre nodos y, mientras lo hacen, no pueden cargar ni descargar energía, ni tampoco proporcionar reservas (ecuaciones (61) y (62)). De igual forma, dado que se considera que cada flota realiza un mínimo de 2 trayectos diarios, éstas cuentan con dos horas de partida y dos horas de llegada, en las que se impone un valor mínimo de carga (70% y 30%, respectivamente).

Las ecuaciones (65)-(72) imponen las restricciones de operación relativas a las reservas del sistema. Al tratarse de un sistema eléctrico insular, son mucho más estrictas que las

correspondientes al sistema peninsular o a las de cualquier otro sistema continental. Las ecuaciones aquí mostradas se han adaptado y extendido a partir de los trabajos de Lobato et al. (2017); L. Sigrist et al. (2017) y L. Sigrist et al. (2013) y de Ramos-Real et al. (2018). En primer lugar, la reserva rodante (primaria) de subida y bajada debe ser como mínimo el 50% de la mayor potencia asignada a un grupo generador (ecuaciones (65), (66), (71) y (72)). En segundo lugar, la suma de la reserva rodante y la no rodante debe ser, como mínimo, igual al 100% de la mayor de las siguientes cantidades:

- (i) la mayor potencia asignada a un generador,
- (ii) en rampa de subida de demanda, 1.5 veces la potencia asignada a la turbina de gas del ciclo combinado (ecuación (70)),
- (iii) el crecimiento previsto en la demanda entre un período horario y el siguiente (ecuación (68)), o
- (iv) la pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada (ecuación (69)). Asimismo, la reserva terciaria también debe ser igual al 100% de estas cantidades, con lo que la suma de la reserva secundaria y terciaria debe ser igual al 200% de la mayor potencia asignada a un generador (ecuación (67)).

Las ecuaciones (73)-(76) definen el flujo de potencia en las líneas existentes ((73) y (74)), y en las candidatas ((75) y (76)). Por medio de la utilización de la constante M se fuerza a que la potencia en las líneas candidatas no construidas sea igual a cero (ecuación (76)). Tanto en las líneas candidatas como en las construidas, el flujo de potencia en las líneas se define por medio de la diferencia de fase entre los nodos final e inicial de la línea. La aproximación descrita es una técnica estandarizada (ver Conejo et al. 2016 para más detalles). En relación a lo comentado, las ecuaciones (77) y (78) establecen los límites de las fases en los nodos.

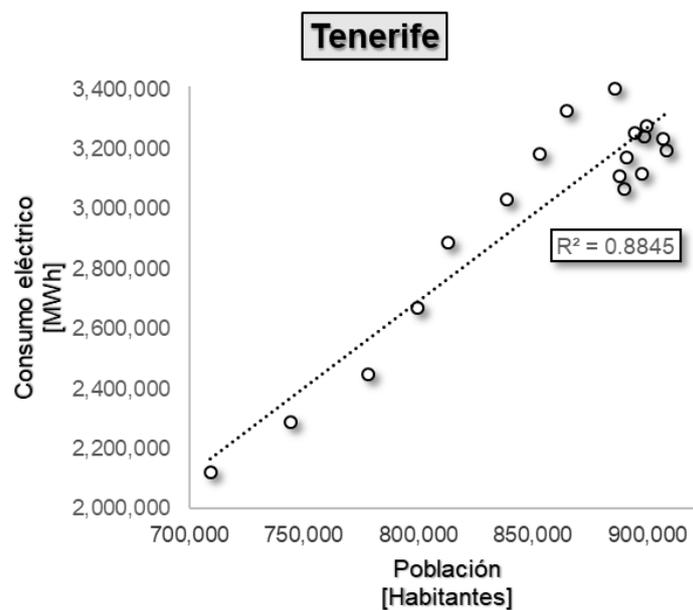
Para finalizar, las ecuaciones (79) y (80) permiten modelar el comportamiento de las variables binarias, de forma que un generador no pueda estar en estado conectado y desconectado al mismo tiempo, ni un sistema de almacenamiento cargarse y descargarse a la misma vez.

4.2. Demanda eléctrica

Los datos de consumo eléctrico para la isla de Tenerife se han obtenido a partir de web de Red Eléctrica de España para el año 2019 al completo. No obstante, la información disponible se encuentra agregada a nivel de Tenerife, por lo que no se dispone del detalle de la demanda en los distintos nodos del sistema de transporte. Por este motivo, con objeto de resolver el modelo descrito anteriormente, es necesario desagregar la demanda.

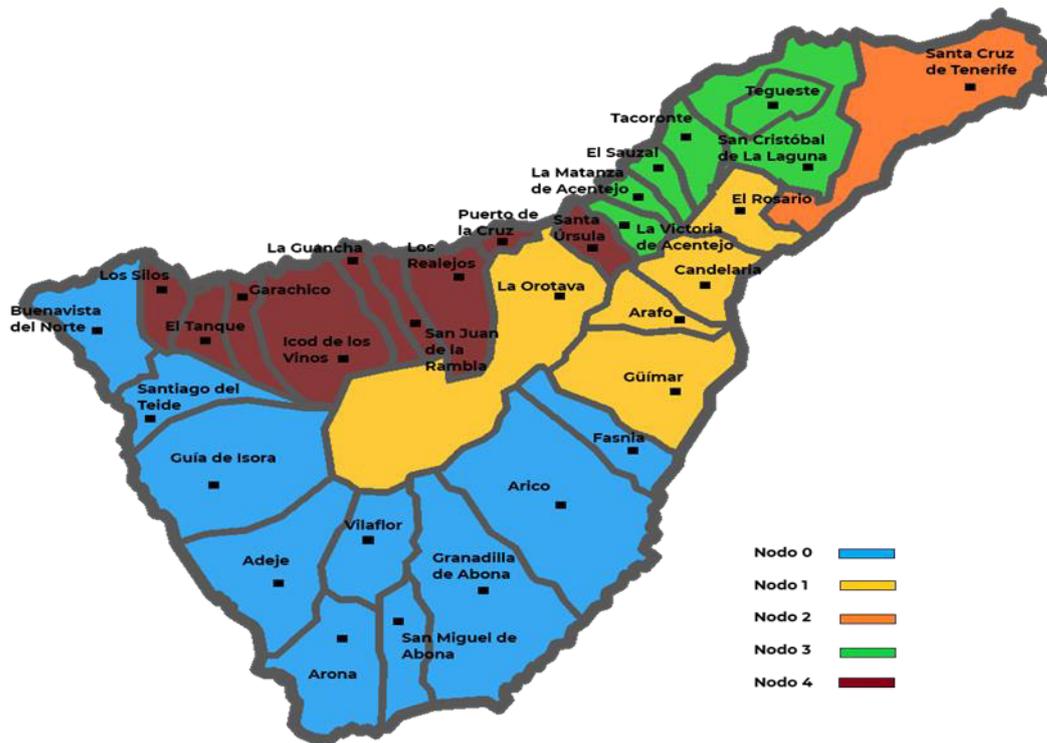
Siguiendo trabajos previos similares en este ámbito (ITC 2014), a cada nodo se le asigna un consumo eléctrico proporcional a la cantidad de población de los municipios anexos a dicho nodo. Para comprobar la validez de este supuesto, se ha estudiado la correlación que existe entre la serie de población (tomadas de la base de datos del ISTAC) y la de consumo eléctrico en la isla entre los años 2000 y 2017. El coeficiente de correlación lineal de Pearson es de 0.94 y estadísticamente significativo al 1%. La Figura 4.1.6.1 ilustra tal correlación. Tal y como se observa, la relación es casi perfecta hasta el año 2012, a partir del cual la crisis económica sufrida por aquel entonces introduce mayor variabilidad en la serie, aunque continúa manteniéndose la relación positiva. Así pues, a la vista de estos resultados, parece que el reparto de la demanda por nodos en función de la población municipal es una aproximación razonablemente correcta.

Figura 4.1.6.1 Correlación entre el consumo eléctrico (MWh) y la población (habitantes).



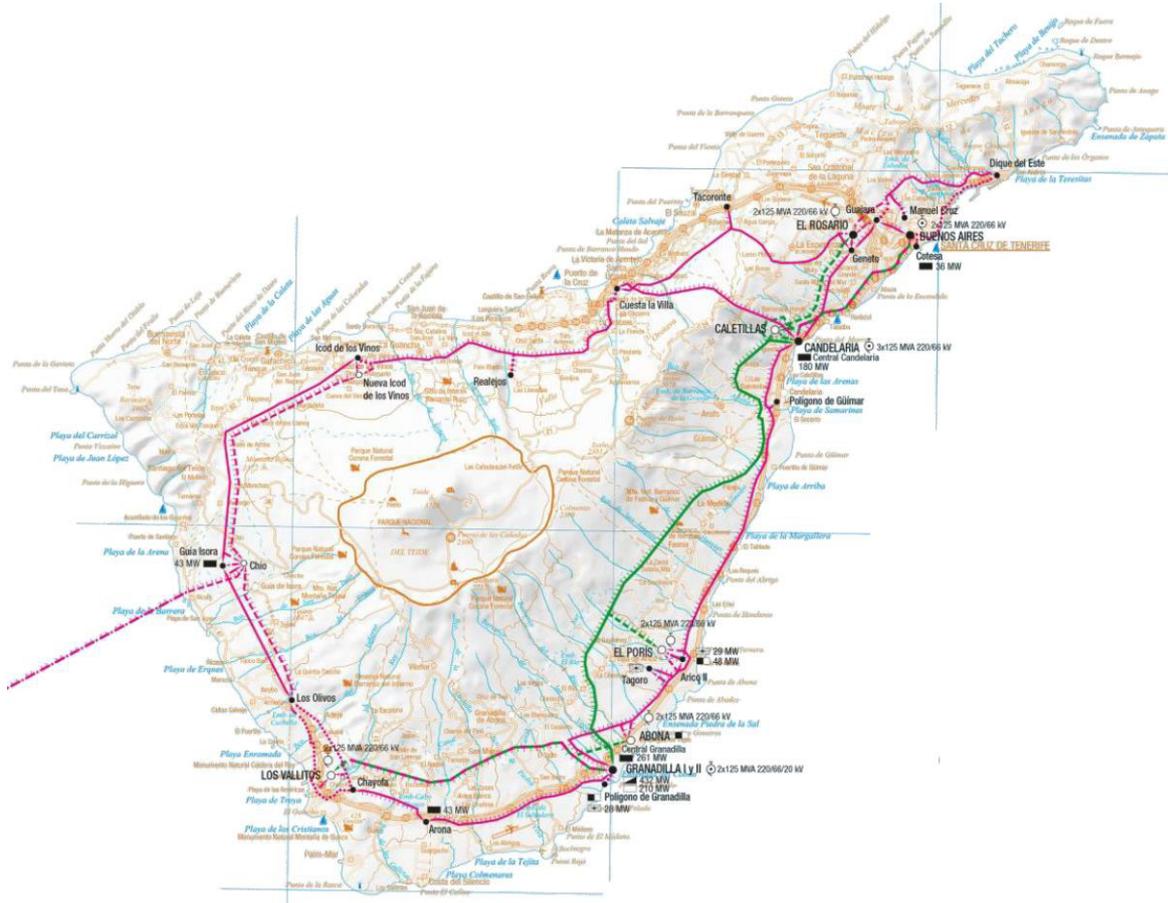
En la práctica, los nodos se identifican por medio de las subestaciones del sistema de transporte. Sin embargo, debido a los elevados requerimientos de hardware para la simulación del modelo, no se pueden considerar todas las subestaciones. Por este motivo, se han empleado un total de cinco: dos representando la generación centralizada en Tenerife y la población anexa (Granadilla y Candelaria), y otros tres relativos a la acumulación poblacional de los núcleos principales (Santa Cruz de Tenerife, San Cristóbal de La Laguna y la zona norte de la isla). La Figura X ilustra el reparto de la población por nodos.

Figura 4.1.6.2 Nodos del sistema de transporte utilizados en el modelado y municipios asociados.



Respecto a las líneas que conectan esos nodos, se han seguidos los planos de las redes de transporte elaborados por Red Eléctrica de España y publicados en los Anuarios Energéticos de Canarias. Como se indicará posteriormente en la sección de datos, también se han considerado algunas de las ampliaciones previstas por Red Eléctrica, lo que incluye una línea de doble circuito de 66 kV que conecta el nodo de Granadilla con el norte, y un circuito doble de 220 kV que, junto a otras líneas adicionales de 66 kV, enlaza los nodos de Santa Cruz, La Laguna y Candelaria. Por simplicidad, se ha considerado únicamente una línea adicional de 220 kV entre Santa Cruz y La Laguna, dado que también puede favorecer un mejor desempeño de los sistemas renovables (fundamentalmente, fotovoltaicos) instalados en las ciudades. La Figura 4.1.6.3, extraída del Anuario Energético de Canarias, muestra los circuitos mencionados.

Figura 4.1.6.3 Circuitos eléctricos instalados y proyectados en Tenerife.



Líneas	Circuitos		Tensiones
	Previstos	Instalados	
En servicio	1	1	 220 kV
	2	1	 132 kV
	2	2	 66 kV
En construcción y programadas	1	1	 <66 kV
	2	1	
	2	2	
Prevista transformación o tensión superior			
Cable subterráneo/submarino			
En servicio	1	1	
	2	2	
En construcción y programados	1	1	
	2	2	
Centrales	Hidráulica Térmica clásica Eólica Ciclo combinado Hidroeléctrica Fotovoltaica	En servicio	
			
			
			
		En construcción o programado	
			
Transformadores 220/132/66 kV			
Subestaciones			

Todas las líneas se han dibujado en el color al que funcionan. En las construidas a tensión distinta ésta se indica entre paréntesis (F. 66 kV).

De acuerdo con lo comentado, el reparto de la demanda por nodos quedaría como se recoge en la Tabla 4.1.6.1.

Tabla 4.1.6.1 Reparto de demanda por nodos según población y municipios.

Referencia	Nodo	Área	Porcentaje de carga [p.u.]
Granadilla	0	Granadilla	0.28
Candelaria	1	Candelaria	0.12
BuenosAires	2	S.C. de Tenerife	0.23
Rosario	3	La Laguna	0.24
CuestaVilla	4	Santa Úrsula	0.13

4.3. Semana de operación

Los modelos de simulación como el que se desarrolla en este trabajo se caracterizan por una alta demanda computacional. Tal es así, que en muchas ocasiones no es viable simular un año completo, en función de la base temporal utilizada. Por ejemplo, cuando se utilizan horas (como en el caso que nos ocupa), la simulación de un año completo implicaría que el número total de variables del modelo (generadores, sistemas de almacenamiento, potencia en nodos y líneas...) habría que multiplicarlo por 8760 –las horas de un año. Por este motivo, se suelen utilizar distintos algoritmos de agrupamiento de observaciones o clustering que permitan simplificar esta tarea.

En la práctica, una de las técnicas más utilizadas es la representación de días operativos. Suelen utilizarse entre 30 y 60 días que representan un año completo. Desde un punto de vista técnico, este método reduce notablemente los requerimientos de hardware de la simulación. Sin embargo, ciertos documentos en la literatura científica indican que, en función de las características del modelo, puede ser más conveniente simular semanas operativas en lugar de días. Por ejemplo, la utilización de semanas es recomendable cuando las variaciones entre días de la energía contenida en los sistemas de almacenamiento son importantes (Liu et al., 2018a). Esto es especialmente útil cuando se combinan distintas tecnologías de acumulación (Nahmmacher et al., 2016). Este es el caso de nuestro modelo, que no sólo considera conjuntamente baterías, hidrógeno e hidrobombeo, sino que además se aplica a un sistema aislado donde es especialmente importante analizar el comportamiento de las tecnologías de almacenamiento.

El clustering desarrollado en esta propuesta se basa en los trabajos de Liu et al. (2018a) y Nahmmacher et al. (2016). Además de tener en cuenta los valores de demanda, se considera también la generación las renovables menos gestionables (eólica y fotovoltaica), de forma que las semanas operativas sean representativas no sólo de la demanda, sino también de las condiciones de generación (Nahmmacher et al., 2016). En primer lugar, antes de aplicar la técnica de clustering es importante que todas las variables se expresen en la misma escala, por lo que deben

normalizarse. Para ello, se utiliza una función min-max que en la que los datos se normalizan con respecto a los valores máximos:

$$X_{Nt} = \frac{(x_t - x_{min})}{(x_{max} - x_{min})}$$

Donde X_{Nt} representa un dato normalizado de demanda, generación eólica o fotovoltaica en el instante t, mientras que x_t , x_{min} , y x_{max} se refieren a los valores original en el instante t, mínimo y máximo de la serie de datos.

El siguiente paso consiste en aplicar el algoritmo de clustering. De acuerdo con Liu et al. (2018a), se ha optado por una técnica de clustering jerárquico, puesto que permite solventar algunos problemas tradicionales de los algoritmos no jerárquicos, como el caso de K-means (véase Liu et al. 2018a y Nahmmacher et al. 2016 para una discusión más detallada). No obstante, el coste es una mayor demanda computacional. Por un lado, la distancia entre observaciones se computa por medio de la fórmula Euclídea. Por otro lado, la distancia entre clusters se mide mediante un link del tipo minmax que proporciona como resultado, en lugar del centroide del cluster, la observación real más representativa del grupo (Liu et al., 2018a)³. La utilización de esta técnica permite replicar de forma más precisa los datos anuales de demanda y generación renovable (Nahmmacher et al., 2016).

Para determinar el número apropiado de semanas operativas, se desarrollan multitud de simulaciones en las que se emplean distintas cantidades de semanas, con objeto de analizar cual ofrece una mejor relación entre precisión y coste computacional. Por supuesto, a mayor número de semanas, mejor precisión, pero los requerimientos de hardware aumentan de forma exponencial. En nuestro caso, 6 semanas parece la opción más razonable, puesto que arroja una variación menor al 1% con respecto al coste total del modelo para el año completo, y su resolución no consume excesiva memoria. Las semanas seleccionadas son las que se indican en la Tabla 4.3.1.

Tabla 4.3.1 Semanas de operación representativas del año 2019.

Semana de operación	Período
0	18/02/2019 - 24/02/2019
1	22/04/2019 - 28/04/2019
2	08/07/2019 - 14/07/2019
3	09/09/2019 - 15/09/2019
4	07/10/2019 - 13/10/2019
5	25/11/2019 - 01/12/2019

³ Véase Ao et al. 2005 y Bien, Tibshirani 2011.

4.4. Movilidad eléctrica

Uno de los aspectos más complicados de modelar correctamente es el comportamiento de los vehículos eléctricos. Si, además, el sistema considera nodos, la dificultad de esta tarea se incrementa enormemente. No obstante, es importante conocer en cada momento qué vehículos y dónde están conectados a la red y cuáles no, a fin de poder determinar correctamente su carga, descarga y la capacidad de reservas que pueden ofrecer.

El presente estudio parte de la Memoria de Información del Plan Especial de Ordenación del Transporte de Tenerife (PTEOTT), en el que se analiza la demanda de movilidad de vehículos en Tenerife. El documento define varias macrozonas de origen y destino y analiza los flujos de vehículos que tienen lugar entre cada una de ellas a partir de 10 perfiles diferenciados. Estos perfiles singulares incluyen ejemplos como los siguientes: trabajo, estudios, razones médicas, compras y ocio, entre otros.

En este documento se ha combinado la información proporcionada por el PTEOTT, relativa a los perfiles de uso del vehículo y su movilidad, con los datos sobre la distribución de los nodos del sistema de transporte. Algunos perfiles definidos por el PTEOTT permiten una combinación sencilla (por ejemplo, acompañamiento al colegio y acompañamiento a otras personas), por lo que se han agrupado para reducir la demanda computacional de la simulación. De forma que, finalmente, combinando las características de cada perfil singular con su movilidad entre nodos, se ha definido un total de 50 flotas (o perfiles) de vehículos eléctricos que ofrecen una representación fiable de los criterios de movilidad en Tenerife. El total de vehículos considerado asciende a aproximadamente 25.000 automóviles (alrededor de un 4% del parque automovilístico de Tenerife según las cifras del ISTAC).

4.5. Escenarios

Los resultados del modelado están sujetos a los valores de los parámetros de entrada que se consideren (costes, capacidades, etc.). Estos parámetros no son fijos ni inmutables, pueden (y de hecho lo hacen) cambiar a lo largo del tiempo. Por ejemplo, los costes de combustible cambian anualmente, al igual que los costes de emisión de CO₂, entre otros. Para reflejar esta complejidad real en los resultados del modelado se proponen varios escenarios.

El primero de ellos, “Actual”, consiste en una simulación del sistema eléctrico actual forzando al modelo a instalar la capacidad real implementada (sólo se optimiza la operación). Los resultados de esta simulación sirven para calibrar el modelo. Por su parte, E0 se basa en la capacidad actual de generación (916 MW térmicos y 318 MW renovables) y transporte instalada en Tenerife, pero permitiendo su optimización con respecto al sistema real, tanto en lo referente a inversión como en lo relativo a operación. El escenario siguiente, E1, se basa en estas mismas premisas, pero permitiendo una capacidad de renovable mucho mayor (757 MW), inspirada en las cifras

propuestas en el PECAN (2006). Desde luego, las estimaciones de este plan demostraron con los años ser erróneas, pero no debido a una cuestión técnica, sino al incumplimiento en los plazos de ejecución. Por este motivo, la capacidad de renovables prevista en el PECAN se adopta como “techo” de máxima capacidad instalable. Por último, el escenario E2 sigue la filosofía de E1, pero añadiendo tecnologías adicionales: almacenamiento (baterías, hidrobombeo e hidrógeno), vehículos eléctricos capaces de suministrar energía a la red (V2G), y algunas líneas adicionales en el sistema de transporte (ver detalle en la sección anterior). Este último escenario se ha simulado bajo la premisa de que el almacenamiento y los vehículos eléctricos pueden contribuir a las reservas en la manera que se define en la formulación del modelo. La Tabla 4.5.1 resumen las características fundamentales de cada escenario.

Asimismo, con objeto de complementar este estudio, se realizará también un análisis de sensibilidad. Por razones de tiempo, dicho análisis ha tenido que atenerse únicamente al criterio que se considera más importante y limitante de cara a la penetración de nuevas tecnologías: las reservas del sistema eléctrico. Tal y como se venía indicando, las reservas son uno de los principales criterios que limita la introducción de renovables en la producción debido a que son mucho más exigentes que las de los sistemas continentales. Por este motivo, se proponen cuatro escenarios adicionales de sensibilidad: E2A, E2B, E2C y E2D. Su nomenclatura anticipa que se basan en E2, es decir, en la consideración de renovables, sistemas de almacenamiento y vehículos eléctricos (además de algunas líneas de transporte adicionales), y que estas dos últimas tecnologías pueden contribuir a las reservas del sistema. La Tabla 4.5.2 indica cómo se estructurarían las reservas planteadas en cada uno de estos escenarios de sensibilidad. Se comienza reduciendo progresivamente las reservas no rodantes (E2A y E2B), y posteriormente, se reducen también las rodantes (E2C y E2D).

Tabla 4.5.1 Potencia disponible por tecnologías y escenarios.

Escenario	Descripción	Generación disponible								Almacenamiento disponible			Movilidad eléctrica
		Convencional				Renovable				Baterías VRB [MW]	Bombeo [MW]	Hidrógeno [MW]	V2G [MW]
		Turbina vapor [MW]	Ciclo combinado [MW]	Motor diésel [MW]	Turbina gas [MW]	Eólica [MW]	FV [MW]	Mini-hidro [MW]	Biogás [MW]				
Actual	Simulación del funcionamiento real de Tenerife (modelo de calibrado)	223	432	66	194	197	118	1.12	1.6	0	0	0	0
E0	Optimización de la inversión y operación del sistema eléctrico actual de Tenerife	223	432	66	194	197	118	1.12	1.6	0	0	0	0
E1	Optimización de la inversión y operación del sistema eléctrico de Tenerife, considerando la convencional actual y las renovables previstas por el PECAN 2006	223	432	66	194	402	258	6	43	0	0	0	0
E2	Optimización de la inversión y operación del sistema eléctrico de Tenerife, considerando la convencional	223	432	66	194	402	258	6	43	200	90	200	155

ENTREGABLE ACCIÓN 1, 5 Y 7. DIAGNÓSTICO SOCIOECONÓMICO Y ENERGÉTICO GENERAL - EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS RENOVABLES Y MIX ENERGÉTICO - ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA RENOVABLE

actual, renovables, almacenamiento, VE y una ligera posible expansión del sistema de transporte				
---	--	--	--	--

Tabla 4.5.2 Criterio de reservas rodantes y no rodantes según el escenario.

Escenario	Reserva rodante (primaria)	Reserva no rodante (primaria + secundaria + terciaria)
Real	50%	200%
E2A	50%	150%
E2B	50%	100%
E2C	45%	100%
E2D	40%	100%

4.6. Datos

Por último, para concluir con la sección metodológica, se indican a continuación todos los datos de los parámetros de entrada aplicados al modelo en cada uno de los escenarios descritos. Su función y los motivos para su elección se han indicado en los diversos apartados anteriores, por lo que aquí únicamente se presentan las cifras utilizadas. No obstante, es importante volver a reseñar que tanto las renovables (principalmente la fotovoltaica) y los sistemas de almacenamiento se han emplazado de forma distribuida a lo largo de la red de transporte. Este hecho es importante, porque puede contribuir favorablemente a la penetración de renovables.

Para concluir, los factores de capacidad para las energías renovables se han calculado a partir de los datos de generación proporcionados por Red Eléctrica de España. En el caso de la mini-hidroeléctrica y el biogás, dado que Red Eléctrica no proporciona datos, se han utilizado los factores de capacidad medios indicados en los Anuarios Energéticos de Canarias, considerando que ambas tecnologías son gestionables. Este supuesto, como veremos, influirá en el modelo haciendo que se prioricen estas tecnologías frente a la eólica y la fotovoltaica.

4.6.1. Generadores convencionales

Tabla 4.6.1.1 Parámetros de los generadores convencionales. Las eficiencias se han obtenido de los Anuarios Energéticos de Canarias.

Referencia	Tecnología	Nodo	Eficiencia [p.u.]	Máxima potencia neta E0 [MW]	Máxima potencia neta E1 [MW]	Máxima potencia neta E2 [MW]
Granadilla4	Turbina de vapor	0	0.35	74.24	74.24	74.24
Granadilla5	Turbina de vapor	0	0.35	74.24	74.24	74.24
Candelaria9	Turbina de vapor	1	0.35	37.28	37.28	37.28
Candelaria10	Turbina de vapor	1	0.35	37.28	37.28	37.28
Granadilla1	Ciclo combinado	0	0.46	206.10	206.10	206.10
Granadilla2	Ciclo combinado	0	0.46	226.20	226.20	226.20
Granadilla2	Motor diésel	0	0.45	20.51	20.51	20.51
Granadilla3	Motor diésel	0	0.45	20.51	20.51	20.51
Candelaria3	Motor diésel	1	0.45	8.51	8.51	8.51
Candelaria6	Motor diésel	1	0.45	8.51	8.51	8.51
Candelaria4	Motor diésel	1	0.45	8.51	8.51	8.51
Arona2	Turbina de gas	0	0.26	21.60	21.60	21.60
Granadilla6	Turbina de gas	0	0.26	39.20	39.20	39.20
Arona1	Turbina de gas	0	0.26	21.60	21.60	21.60
Granadilla1	Turbina de gas	0	0.26	32.34	32.34	32.34
Candelaria11	Turbina de gas	1	0.26	32.34	32.34	32.34
Candelaria12	Turbina de gas	1	0.26	32.34	32.34	32.34
Candelaria5	Turbina de gas	1	0.26	14.70	14.70	14.70

4.6.2. Generadores renovables

Tabla 4.6.2.1 Parámetros de los generadores renovables.

Referencia	Tecnología	Nodo	Máxima potencia neta E0 [MW]	Máxima potencia neta E1 [MW]	Máxima potencia neta E2 [MW]
Granadilla	Eólica	0	195.65	302.00	302.00
Buenavista	Eólica	4	1.80	100.00	100.00
Granadilla	Fotovoltaica	0	118.46	171.00	171.00
Ursula	Fotovoltaica	4	-	45.00	45.00
Candelaria	Fotovoltaica	1	-	30.00	30.00
SCTenerife	Fotovoltaica	2	-	30.00	30.00
Laguna	Fotovoltaica	3	-	30.00	30.00
Icodl	Mini-hidroeléctrica	4	1.12	6.20	6.20
Aricol	Biogás	0	1.60	43.00	43.00

4.6.3. Almacenamiento

Los parámetros de eficiencia se han obtenido de las mismas referencias de las que se extrajeron los costes relativos a cada tecnología.

Tabla 4.6.3.1 Parámetros de los sistemas de almacenamiento.

Referencia	Tecnología	Nodo	Ef. carga [p.u.]	Ef. descarga [p.u.]	Máx. pot. E0 [MW]	Máx. pot. E1 [MW]	Máx. pot. E2 [MW]	Horas cap. [Horas]
GranadillaBES	Bat. VRB	0	0.95	0.95	-	-	25.00	10.00
UrsulaBES	Bat. VRB	4	0.95	0.95	-	-	50.00	10.00
CandelariaBES	Bat. VRB	1	0.95	0.95	-	-	25.00	10.00
SCTenerifeBES	Bat. VRB	2	0.95	0.95	-	-	50.00	10.00
LagunaBES	Bat. VRB	3	0.95	0.95	-	-	50.00	10.00
GranadillaH2	H ₂	0	0.62	0.47	-	-	25.00	10.00
UrsulaH2	H ₂	4	0.62	0.47	-	-	50.00	10.00
SCTenerifeH2	H ₂	1	0.62	0.47	-	-	25.00	10.00
LagunaH2	H ₂	2	0.62	0.47	-	-	50.00	10.00
UrsulaH2	H ₂	3	0.62	0.47	-	-	50.00	10.00
UrsulaPHES	Bombeo	4	0.84	0.82	-	-	25.00	10.00
CandelariaPHES	Bombeo	1	0.84	0.82	-	-	15.00	10.00
SCTenerifePHES	Bombeo	2	0.84	0.82	-	-	25.00	10.00
LagunaPHES	Bombeo	3	0.84	0.82	-	-	25.00	10.00

5. Resultados

En esta sección se analizan los resultados del modelo descrito anteriormente para cada uno de los escenarios propuestos. En primer lugar, se examina la capacidad instalada por tecnologías. Posteriormente, se discute la contribución al mix energético de cada uno de los sistemas considerados y se muestra el funcionamiento del sistema simulado por el modelo. A continuación, se describen las estimaciones relativas a los costes del sistema (inversión, operación y LCOE). Por último, se muestran los resultados del análisis de sensibilidad siguiendo el mismo orden que el descrito para los escenarios principales.

5.1. Capacidad

Las Figuras 5.1.1 y 5.1.2 que muestran a continuación ilustran los resultados de las capacidades renovables y convencionales estimadas por el modelo para cada uno de los escenarios propuestos. En primer lugar, el escenario actual muestra que, efectivamente, para esta simulación el modelo ha considerado toda la capacidad térmica y renovable instalada en el sistema actual de Tenerife. Se observa un total de 916 MW de sistemas convencionales, repartidos desde un mínimo de 66.6 MW para los motores diésel, hasta un máximo de 432 MW para los ciclos combinados. Lo mismo ocurre con las renovables, donde los 197.5 MW de la eólica o los 118.5 MW de la solar fotovoltaica contrastan con los escasos 1.6 MW de biogás y 1.1 MW de mini-hidroeléctrica.

Cuando se optimiza el escenario actual (ver E0), la capacidad instalada de las tecnologías convencionales se reduce, mientras que la renovable permanece. Este hecho probablemente esté relacionado con la omisión del índice de garantía en los modelos. Se trata de una restricción que impone que la capacidad convencional instalada debe ser 1.5 la potencia de pico demandada. Este criterio se ha excluido de las simulaciones puesto que, si el objetivo en los planes energéticos europeos, nacionales y autonómicos es aumentar la penetración de renovables en el medio-largo plazo, resultaría contraproducente forzar el sistema para que los aumentos de la demanda se “garanticen” con incrementos de capacidad convencional. En cualquier caso, la capacidad convencional instalada responde a un índice de garantía de 1.2, lo cual tampoco es desdeñable.

Figura 5.1.1 Capacidad convencional instalada.

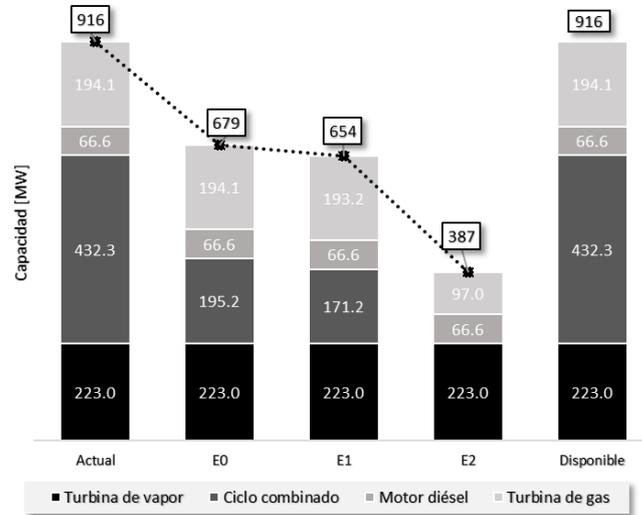
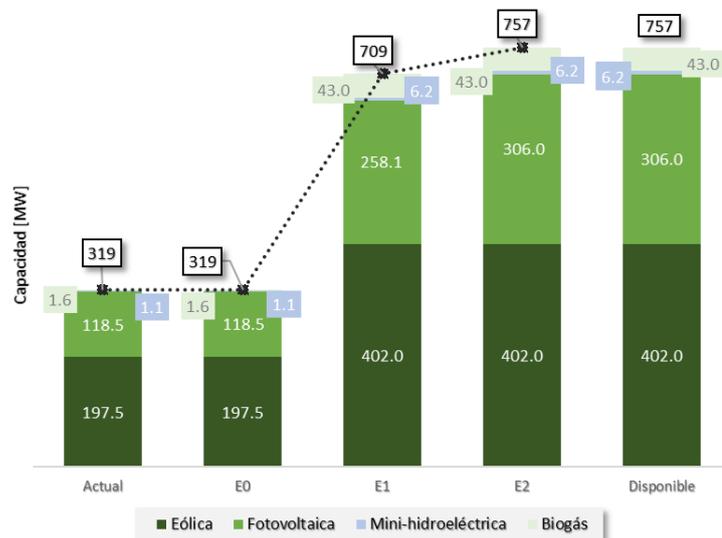


Figura 5.1.2 Capacidad renovable instalada.



Observando con detenimiento el caso de E0, se comprueba que la única tecnología térmica cuya capacidad instalada se reduce es el ciclo combinado. Esto se debe a que no se han considerado, de momento, los costes ambientales en las simulaciones. En consecuencia, el modelo favorece la instalación de turbinas de vapor, porque sus costes de inversión y operación (excluyendo emisiones) son más baratos. Asimismo, aunque el ciclo combinado sea una tecnología más

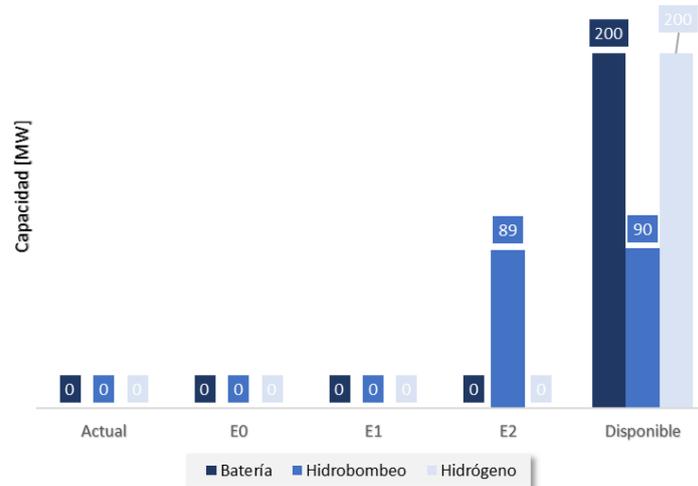
eficiente y económica -en términos de operación, pero no de combustible- que los motores diésel o la turbina de gas, como se verá posteriormente, la banda de demanda que va a cubrir no compensa la inversión en esta tecnología.

De acuerdo con los resultados de E1, desde un punto de vista económico la penetración de una mayor capacidad de renovables nos acerca a una solución óptima. En E1 se instala un total de 709 MW de energías renovables, donde la eólica, la mini-hidroeléctrica y el biogás agotan la capacidad máxima disponible, mientras que la fotovoltaica no lo consigue. No obstante, se instala la importante cantidad de 258 MW. Como resultado, la capacidad convencional en E1 se reduce hasta los 654 MW, donde de nuevo la tecnología que sale perdiendo es el ciclo combinado por las mismas razones anteriores. En este caso, el índice de garantía resultante sería de 1.14. No obstante, a este respecto conviene aclarar que en este documento el biogás y la mini-hidroeléctrica se han excluido de las reservas porque las capacidades actualmente instaladas en Tenerife son muy pequeñas. No obstante, en el caso de E1, las capacidades de ambas son de 6.2 y 43.0 MW, respectivamente, por lo que no sería irracional considerarlas para el cómputo de las reservas y, sobre todo, del índice de garantía. De esta manera, el factor resultante sería 1.22.

Por último, el caso de E2 es el más extremo. Al considerar en el modelo que los sistemas de almacenamiento y los vehículos eléctricos pueden computar para las reservas, la capacidad convencional instalada se reduce drásticamente hasta los 387 MW. Si bien la potencia de la turbina de vapor y los motores diésel permanece, el ciclo combinado desaparece del todo y la turbina de gas reduce la potencia instalada. Este resultado sigue la misma línea que las explicaciones anteriores. Es decir, al incluir el almacenamiento y los vehículos eléctricos, la banda de operación que cubren estos generadores se reduce tanto que el ciclo combinado no es necesario, y la potencia de la turbina de gas se reduce al mínimo posible para cubrir los picos que no alcanza a satisfacerse con los motores diésel. En cuanto a las renovables, el sistema ahora sí instala toda la capacidad disponible, incluso en el caso de la fotovoltaica.

Respecto al almacenamiento, se muestra a continuación la capacidad instalada. Tal y como se indicó anteriormente, únicamente en el caso de E2 se admite la posibilidad de instalar almacenamiento. En dicha circunstancia, se opta por construir únicamente hidrobombeo hasta un total de 89 MW, frente a los 90 disponibles, haciendo uso de la máxima capacidad de horas (10 horas). Las razones que explican la exclusión del hidrógeno son claras: el almacenamiento con este tipo de tecnología es ineficiente y extremadamente caro. En cuanto a las baterías, aunque el hidrobombeo cuente con un coste de inversión y operación ligeramente superior, el coste por unidad de energía almacenada es bastante menor, lo que favorece su inclusión en el modelo (ver Figura 5.1.3).

Figura 5.1.3 Capacidad de almacenamiento instalada.



Respecto a este último resultado, es importante volver a insistir en el hecho de que, tanto la fotovoltaica como el hidrobombeo, se han emplazado de forma distribuida en los distintos nodos. Sin duda, este esquema de generación y almacenamiento distribuido es una de las razones para una penetración tan alta de capacidad renovable. Prueba de ello es que en E2 el modelo opta por construir la línea de transporte que conecta los nodos de San Cristóbal de La Laguna y Santa Cruz, como resultado del intercambio de energía generada y almacenada localmente.

5.2. El mix energético

La Figura 5.2.1 ilustra la contribución por tecnologías a la generación eléctrica en el año 2019. Los shares simulados de renovables y convencionales en el escenario actual son muy similares a los reales para el año 2019. El share renovable total fue de 18.8%, mientras que el simulado fue de prácticamente 18%. No obstante, si se detectan variaciones en las contribuciones individuales de las tecnologías. Por un lado, la turbina de vapor en el escenario actual proporciona más energía que en el real, en detrimento de la generación con ciclo combinado. Este resultado es razonablemente coherente con el hecho de que se haya instalado menos capacidad en los ciclos combinados por los motivos explicados anteriormente. En cuanto a las renovables, todas las tecnologías ofrecen un share muy similar al real. Por ejemplo, la eólica proporciona una contribución cercana al 12%, mientras que en la realidad generó el 13% del total de la energía. El share de la fotovoltaica se estimó en 5.6%, mientras que el real fue 5.1%. Por último, la mini-hidroeléctrica y el biogás ofrecen una contribución simulada del 0.16% y el 0.22%, frente al 0.09% y el 0.22% reales, respectivamente. Por tanto, aunque se detecten algunas variaciones en la

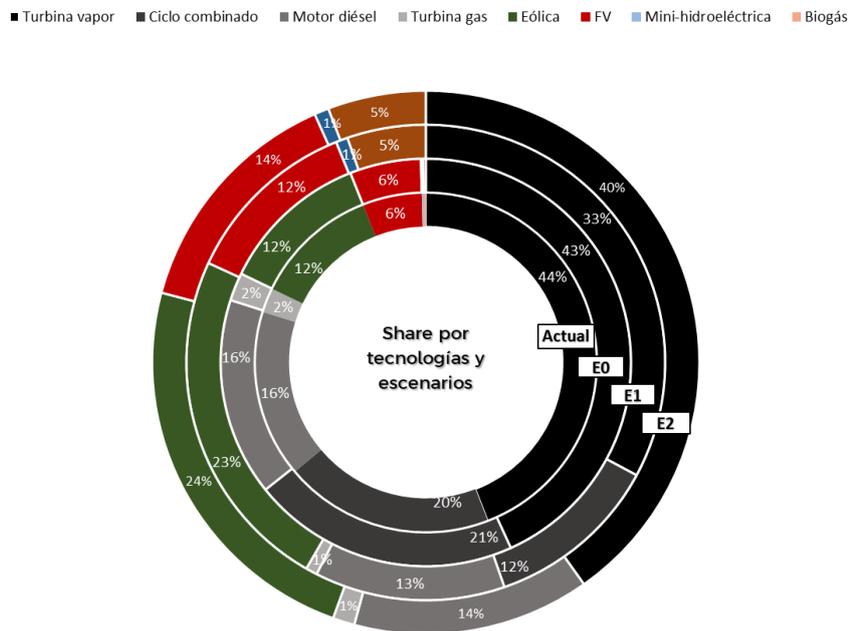
generación convencional debidas a los supuestos de partida, el comportamiento de las renovables en el modelo es prácticamente idéntico al que tienen en el sistema real. Esto indica que los resultados ofrecidos por las simulaciones pueden considerarse altamente robustos.

Al optimizar el sistema actual (E0), se confirma una vez más que el modelo ofrece resultados muy consistentes. La operación del sistema, tal y como cabría esperar, es muy similar a la que Red Eléctrica de España lleva a cabo en la realidad, puesto que apenas hay diferencias entre los shares reales y los optimizados en E0.

Al introducir capacidad adicional de renovables en E1, los resultados cambian notablemente. El share convencional total pasa del 82% en el sistema actual (real simulado), y en E0, a un 58%. En otras palabras, la penetración de renovables se incrementa hasta algo menos del 42%. La tecnología con la contribución más significativa es la eólica, con un share del 24%, seguida por la fotovoltaica (12%), la mini-hidroeléctrica (1%) y el biogás (5%). Este resultado es esperanzador, puesto que indica que el sistema eléctrico actual es capaz de multiplicar por más de dos su penetración de renovables sin necesidad de invertir en tecnologías de almacenamiento, y cumpliendo con todos los requisitos operativos. No obstante, debe tenerse en cuenta que la capacidad renovable instalada se aproxima al máximo, por lo que es posible que haya cabida para un poco de capacidad adicional de eólica, mini-hidroeléctrica o biogás. No se incluye la fotovoltaica puesto que, tal y como se indicó en el apartado anterior, en E1 hay capacidad sobrante.

A diferencia del caso de E1, la introducción en E2 de los sistemas de almacenamiento y el uso de los vehículos eléctricos permitía que se instalara toda la renovable disponible. Como resultado, el share de estas tecnologías pasa a ser de casi un 45%. No obstante, debe tenerse en cuenta que también se está incrementando la demanda, debido al efecto de los vehículos eléctricos. Asimismo, dado que se ha alcanzado el máximo de capacidad renovable disponible, posiblemente haya cabida para capacidad adicional. Finalmente, es importante destacar que en el caso de E1 el share de tecnologías como la turbina de gas se reduce por debajo del 1%, mientras que los motores diésel permanecen cerca del 14%, lejos del 40% correspondiente a la turbina de vapor.

Figura 5.2.1 Mix energético del sistema eléctrico de Tenerife por escenarios.



5.3. Operación del sistema

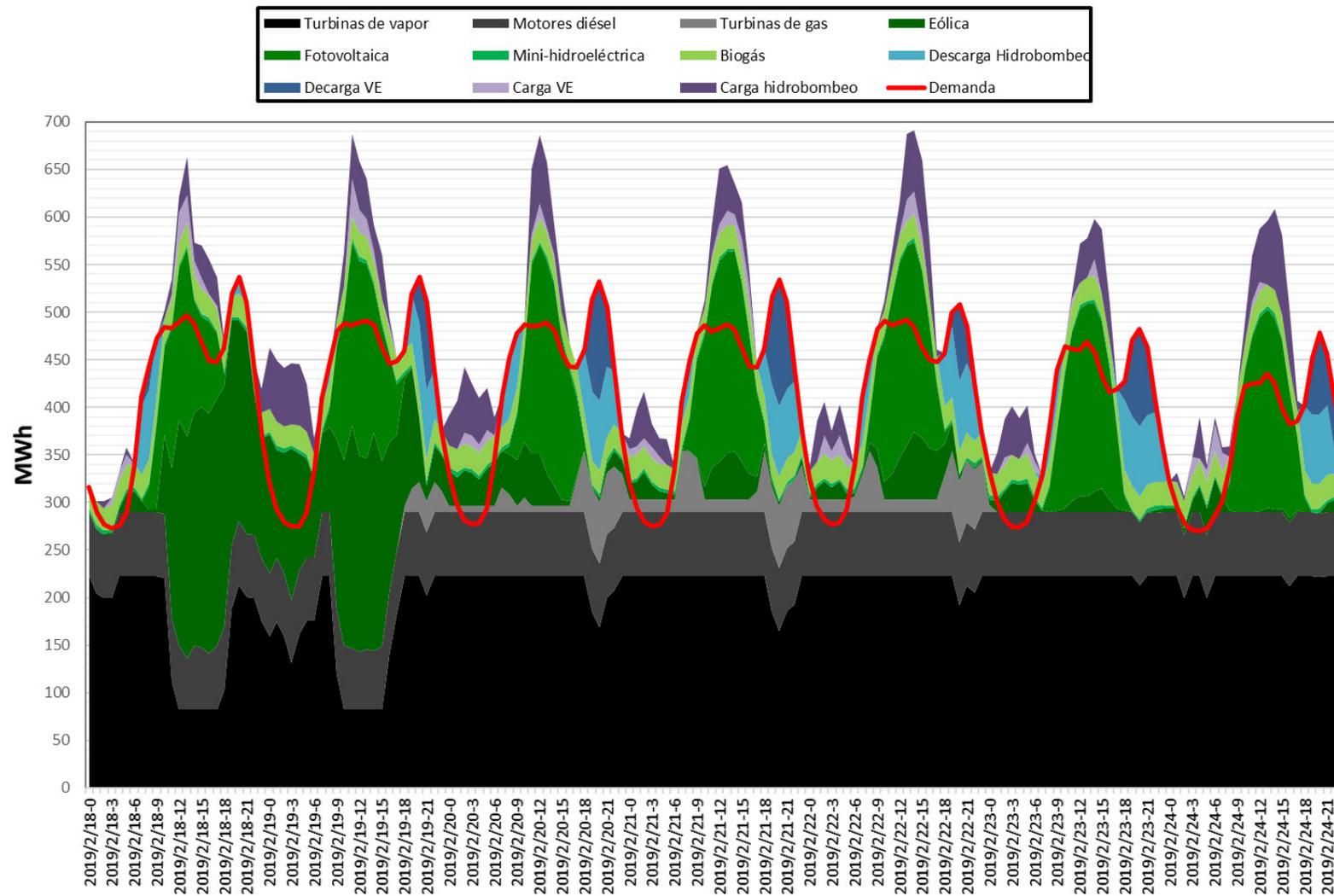
La Figura 5.3.1 ilustra el funcionamiento del sistema eléctrico modelado, tomando como referencia la primera semana de operación (18 al 23 de febrero de 2019). Únicamente se muestra el resultado para E2, puesto que es el escenario más complejo debido a la diversidad de tecnologías que se consideran. Puede observarse que la turbina de vapor satisface la demanda base del sistema. Por encima, operan los motores diésel y la turbina de gas. Por un lado, la banda de la turbina de gas es muy pequeña, inferior a 50 MWh y se utiliza sólo para cubrir picos. En cuanto al diésel, su banda de operación es algo mayor en torno a los 80 MWh. Con estas condiciones, es totalmente razonable que no se instalen ciclos combinados en E2. Primero, porque es una tecnología con costes de inversión elevados, con unas rampas de subida y bajada limitadas y con una potencia mínima operativa de 75 MW, por lo que no podría sustituir a la turbina de gas en su banda. Por otro lado, el combustible de los motores diésel es más barato y, dado que la banda de operación es apenas ligeramente superior a la potencia mínima del ciclo combinado, los costes de operación que se ahorrarían no compensan la diferencia en el combustible ni el alto coste de inversión.

Asimismo, esta figura muestra otros aspectos destacables relativos a la operativa del sistema. Se observa que en el pico del mediodía se cargan los sistemas de almacenamiento y los vehículos eléctricos, principalmente con la energía fotovoltaica sobrante. Luego, en el pico nocturno, estos sistemas se descargan para ayudar a cubrir la demanda. Sin embargo, por muy cargados que estén, y por mucha renovable excedente que haya, la producción convencional nunca se reduce a cero. Si este resultado se analiza conjuntamente con el hecho de que se ha instalado toda la

capacidad renovable, pero no todo el almacenamiento disponible, se intuye que la razón de este resultado es que el sistema admitiría aún más renovables (por medio de más almacenamiento), pudiendo reducir todavía más la curva de convencionales. No obstante, siempre que no se tengan en cuenta consideraciones ambientales, se mantendrá un mínimo de generación convencional (más barata que el almacenamiento) para satisfacer los criterios de reserva del sistema.

ENTREGABLE ACCIÓN 1, 5 Y 7. DIAGNÓSTICO SOCIOECONÓMICO Y ENERGÉTICO GENERAL - EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS RENOVABLES Y MIX ENERGÉTICO - ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA RENOVABLE

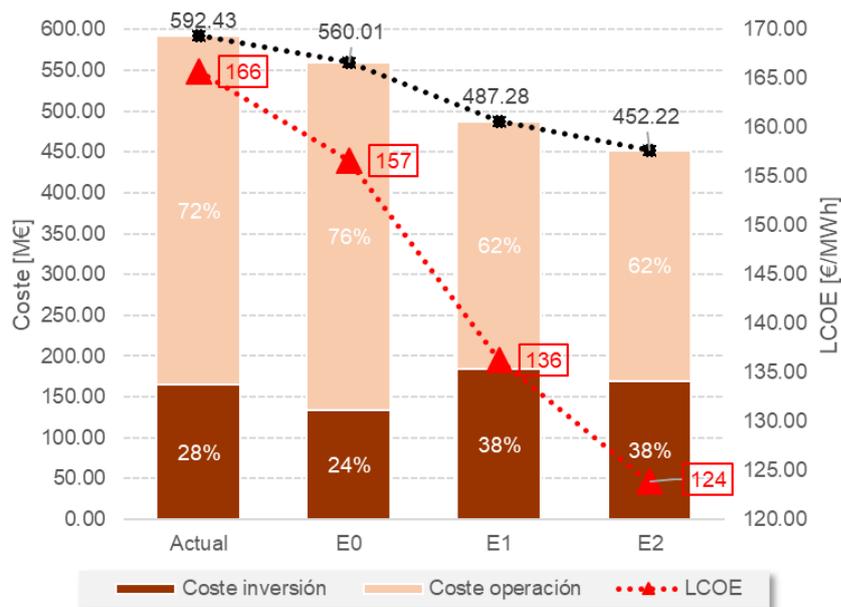
Figura 5.3.1 Operación del sistema eléctrico de Tenerife bajo los supuestos del Escenario 2 (E2). Referencia: Primera semana de operación.



5.4. Coste

Por último, tras analizar todos los aspectos clave de los resultados de la simulación, se procede a comentar los costes resultantes. La Figura 5.4.1 ilustra el reparto de costes estimado para el sistema eléctrico de Tenerife en 2019 según los escenarios propuestos, así como el LCOE calculado. Los costes del sistema eléctrico actual rondan los 592 M€, de los cuales un 28% corresponden a costes anualizados de inversión -166 M€- y el 72% a la operación -427 M€. Teniendo en cuenta que la demanda eléctrica en Tenerife en 2019 ascendió a un total de 3.55 TWh, el coste ponderado de la electricidad (LCOE) fue de 165.73 €/MWh. De acuerdo con los datos del Anuario Energético de Canarias (2019), el coste promedio real del sistema en el mismo año fue de 165.75. Por tanto, a pesar de las variaciones en la capacidad convencional explicadas anteriormente, el error del modelo es de 0.01%, lo que da buena prueba de la precisión de la formulación propuesta.

Figura 5.4.1 Costes de inversión, operación, totales y de generación por escenarios.



Cuando el sistema eléctrico actual se somete al proceso de optimización (E0), se comprueba que aún existe cierto margen de mejora. Los costes totales se reducen a 560 M€ (un 5%). Tal y como ya se explicó, este hecho está relacionado con la omisión de los costes de emisión en las simulaciones y del índice de garantía. No obstante, se observa que la simulación de E0 ofrece resultados muy similares a los del sistema actual, con una distribución de costes de operación y mantenimiento que difiere en menos de un 4%.

Ahora bien, cuando se ofrece al modelo la posibilidad de instalar capacidad renovable adicional (E1), se comprueba que los costes se reducen considerablemente, hasta 487 M€, lo que supone una diferencia del 18% con respecto al sistema actual. En otras palabras, se logra un ahorro de más de 105 M€. Además, tal y como es de esperar, al introducir capacidad renovable adicional, los costes de inversión adquieren protagonismo, en detrimento de los de operación, cuya cuota se reduce un 14%. Este resultado es coherente con el incremento descrito anteriormente en el share de renovables. Como resultado, el LCOE estimado es de 136 €/MWh.

Por último, la introducción de sistemas de almacenamiento y vehículos eléctricos tiene un impacto notable en el coste, aunque inferior a lo esperado debido a que se alcanza el techo propuesto de capacidad renovable. La cifra total de costes asciende a 452 M€, con un reparto porcentual entre inversión y operación casi idéntico al del caso de E1, y con un LCOE de 124 €/MWh.

Probablemente, la comparativa más interesante que puede ofrecerse es la que enfrenta a los escenarios E1 y E2. Ambos parten del mismo paradigma, un incremento notable en renovables, pero mientras que E1 mantiene las condiciones de operación del sistema actual, en E2 se modifican para permitir que el almacenamiento y los vehículos eléctricos computen en las reservas. En términos de operación, se ha visto que E2 permite aproximadamente un 3% adicional de penetración de renovables, aunque este resultado está ligado a la demanda incrementada por los vehículos eléctricos. Al mismo tiempo, produce una reducción importante en los costes con respecto a la situación actual, pero discreta si se compara con los resultados de E1. Por tanto, ¿cuál es la ventaja de E2? La respuesta a esta pregunta está en la capacidad instalada. E2 no sólo permite reducir notablemente la capacidad convencional instalada, sino que también contribuye a instalar más renovables. De hecho, se ha alcanzado el techo de capacidad disponible, por lo que es incluso posible que pudieran introducirse más renovables.

Por tanto, restan dos preguntas importantes por responder: ¿Cómo de limitantes pueden resultar los criterios de reserva para la penetración de renovables? Y, si aumentamos la capacidad renovable disponible, ¿hasta qué punto se incrementará su penetración en el sistema? Para responder a estas dos cuestiones se desarrolla un análisis de sensibilidad en las páginas siguientes.

5.5. Análisis de sensibilidad

5.5.1. Efecto de los criterios de reserva

Tomando como referencia el escenario con mayor penetración de renovables, E2, se muestra a continuación un análisis de sensibilidad utilizando los parámetros indicados en la sección de metodología. En este análisis se proponen 4 escenarios: E2A, E2B, E2C y E2D. En el primero de

ellos, se reduce el criterio total de reservas rodantes y no rodantes al 150% de la mayor de las siguientes cantidades:

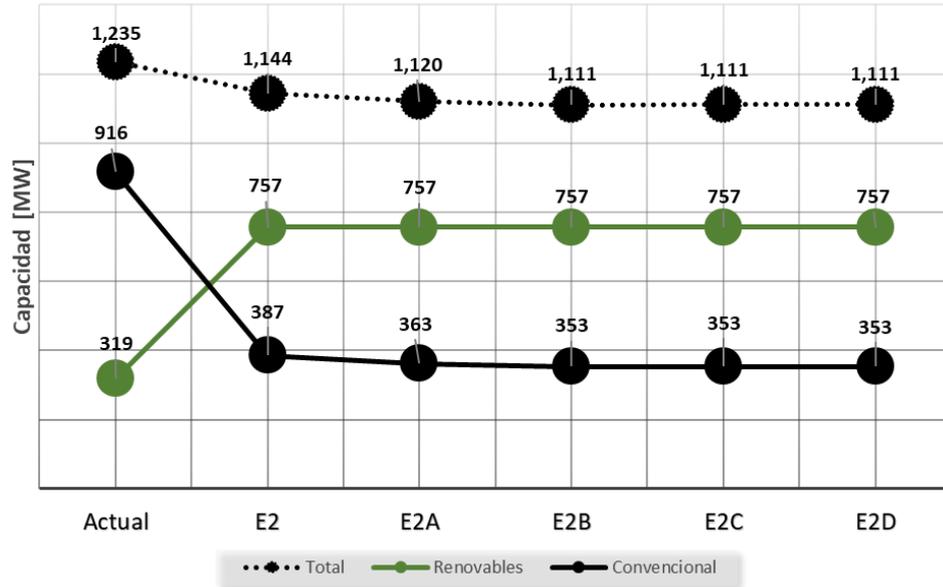
- (i) la mayor potencia asignada a un generador en un intervalo de tiempo,
- (ii) el cambio en la rampa de subida de demanda o
- (iii) la pérdida posible de potencia eólica acoplada.

Por tanto, E2A propone una reducción del 50% con respecto al criterio real del sistema. En E2B continúa disminuyéndose esta restricción hasta el 100%. Finalmente, en E2C y E2D, se mantiene la suma de reservas rodantes y no rodantes al 100%, pero se reduce la necesidad de las primeras al 45% y el 40%, respectivamente, frente al 50% exigido en los Procedimientos de Operación de los SEIEs.

5.5.1.1 Capacidad

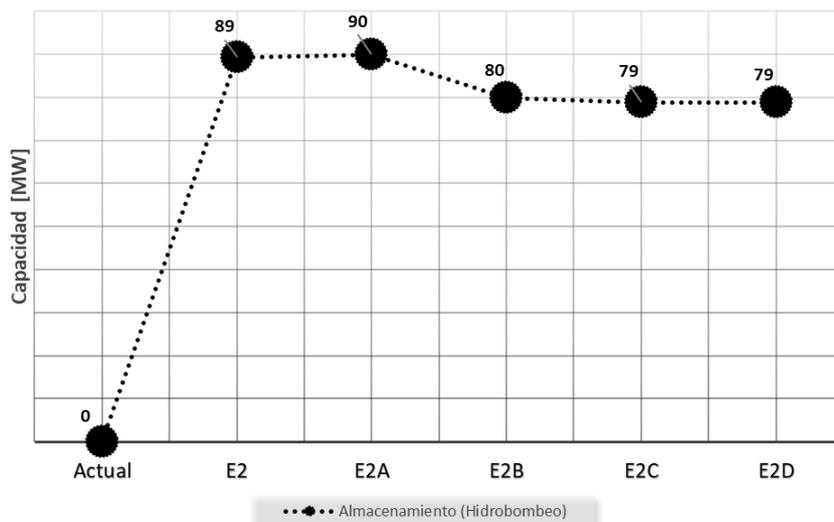
La Figura 5.5.1.1.1 muestra los resultados de la capacidad instalada en los escenarios de sensibilidad E2A-E2D, comparándola con el caso del sistema actual y con E2. Por un lado, respecto a las renovables, se comprueba que los criterios de reserva no tienen efecto sobre la capacidad instalada en este análisis. Es un resultado aparentemente lógico, si ya desde E2 la capacidad renovable construida era la máxima posible. No obstante, si se observa el efecto de la reducción de los criterios de reserva en la capacidad convencional. En E2A dicha capacidad merma un 2%, mientras que en E2B lo hace en casi un 3%. No obstante, cuando se reduce el requerimiento de reserva rodante (E2C y E2D), la capacidad convencional no decrece más. Este resultado indica que la capacidad de convencional que se está construyendo no se introduce para cumplir con los criterios de reserva, sino porque forma parte de la solución óptima desde el punto de vista económico. El hecho de que una reducción del 100% del requerimiento de reserva total sólo suponga una reducción del 3% de la capacidad convencional lo corrobora. No obstante, esta afirmación es válida sólo para este caso, en el que la capacidad de renovables instalada es máxima (y sin considerar el índice de garantía y las emisiones).

Figura 5.5.1.1.1 Capacidad convencional, renovable y total instalada.



Al examinar la capacidad de almacenamiento, el hidrobombeo es la única tecnología que se instala, optando siempre por las 10 horas disponibles de almacenamiento. También se trata de un resultado coherente, porque al reducir los criterios de reserva, se necesita menos capacidad de almacenamiento (ver Figura 5.5.1.1.2). Por lo tanto, si hasta ahora no se habían incorporado baterías o hidrógeno al sistema, no debería esperarse que ocurriese bajo este supuesto.

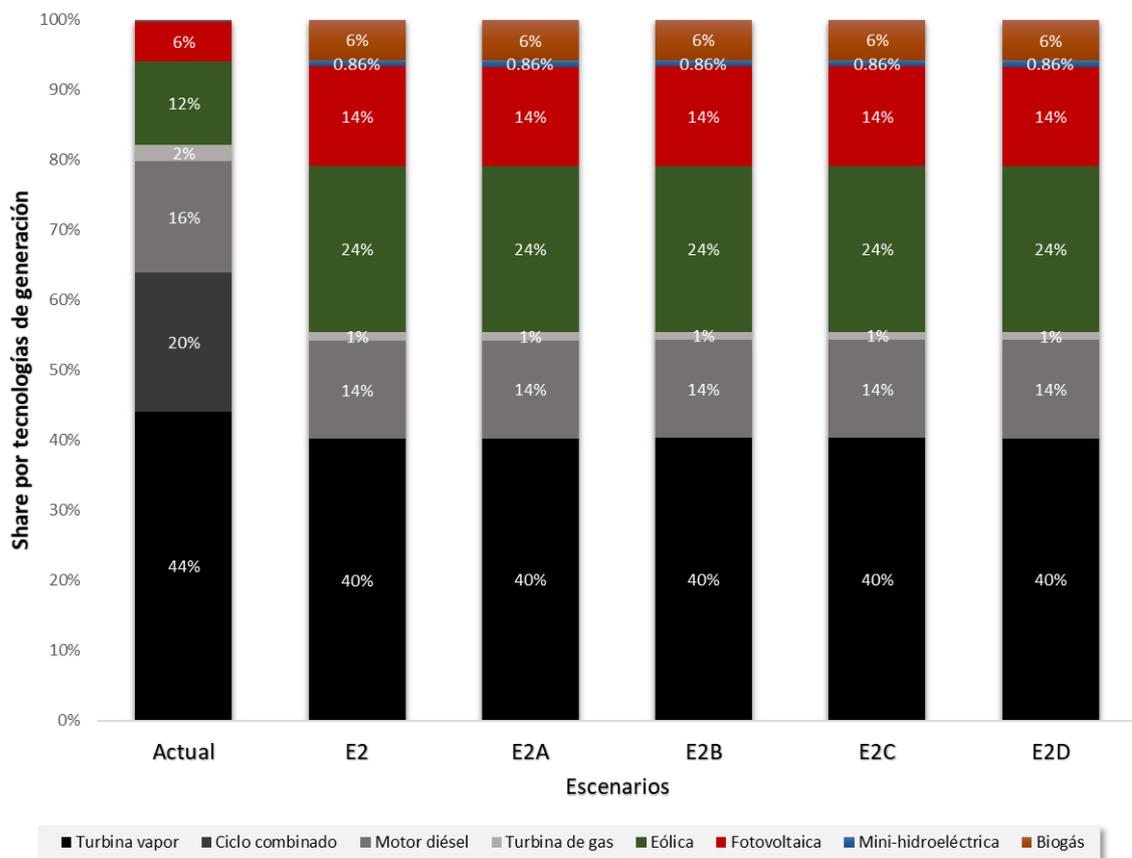
Figura 5.5.1.1.2 Capacidad de almacenamiento instalada.



5.5.1.2 El mix energético

La Figura 5.5.1.2.1 ilustra el mix energético resultante en los escenarios de sensibilidad, comparándolo con el del caso actual y con la simulación de E2. Tal y como venía sospechándose, la penetración de renovables, de momento, está limitada por la capacidad disponible y no por los criterios de reserva del sistema. Esto es así dado que el share renovable es el mismo en todos los escenarios (E2A-E2D), independientemente de que se reduzca la reserva total o la reserva rodante. Así pues, será de gran interés la siguiente parte del análisis, en la que se replican los escenarios E1 y E2 pero añadiendo mayor capacidad de renovable disponible.

Figura 5.5.1.2.1 Mix energético del sistema eléctrico de Tenerife por escenarios de sensibilidad.



5.5.1.3 Operación del sistema

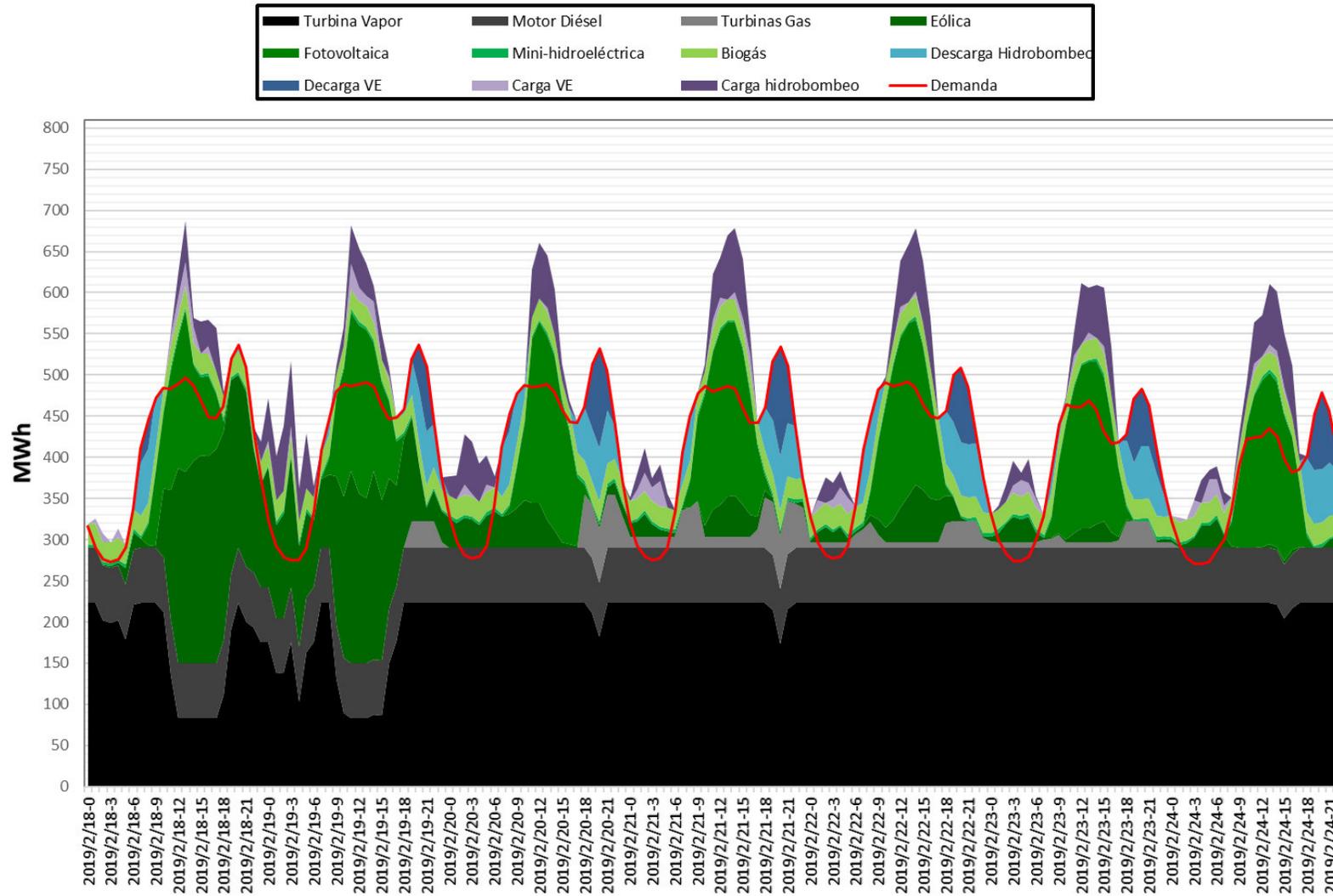
Al observar con detenimiento la Figura 5.5.1.3.1, y comparándola con la que se mostró anteriormente, se comprueba que la producción de las convencionales se suaviza (es decir, muestra menos picos, pero no se reduce), gracias a los menores requerimientos de reserva. Este resultado, se debe fundamentalmente, a que ahora los sistemas de almacenamiento (hidrobombeo) y los vehículos eléctricos pueden entregar más energía, evitando variaciones

bruscas de la potencia térmica, así como arranques o desconexiones innecesarias. Por tanto, además de incrementar la penetración de renovables, los sistemas de almacenamiento pueden contribuir a la estabilidad del sistema y prolongar la vida útil la capacidad convencional.

Asimismo, se observa que los flujos totales de energía son menores, aunque mantienen sus proporciones. Es decir, en la gráfica anterior había picos que rozaban los 700 MWh, los cuales ahora son inferiores a los 650 MWh. Esto se debe también a que la necesidad de cargar los sistemas de almacenamiento es menor que en el caso anterior. En este sentido, conviene recordar que los sistemas de almacenamiento y los vehículos eléctricos comienzan siempre la simulación cargados al 50%, por eso en este caso pueden entregar más energía y cargar menos.

ENTREGABLE ACCIÓN 1, 5 Y 7. DIAGNÓSTICO SOCIOECONÓMICO Y ENERGÉTICO GENERAL - EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS RENOVABLES Y MIX ENERGÉTICO - ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA RENOVABLE

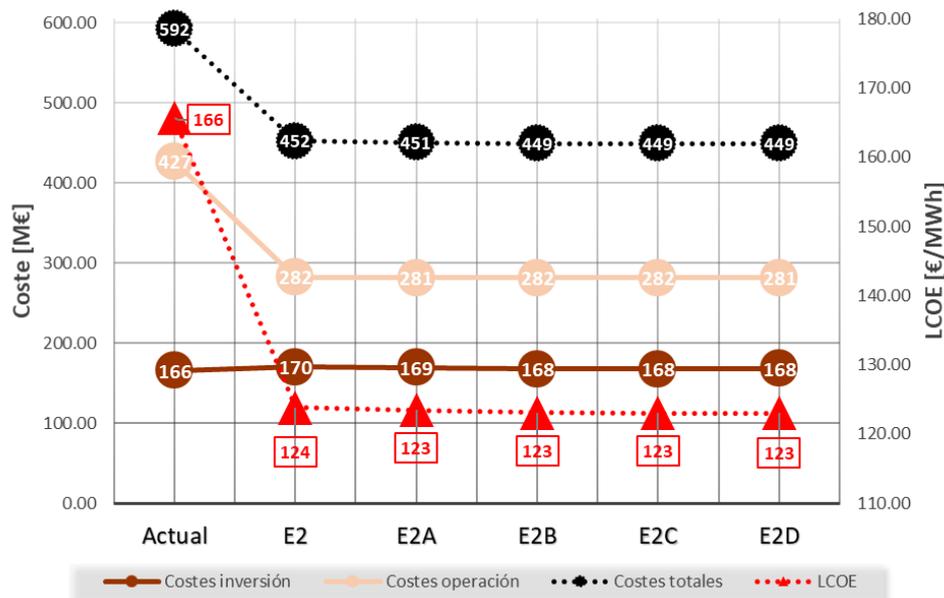
Figura 5.5.1.3.1 Operación del sistema eléctrico de Tenerife bajo los supuestos del escenario de sensibilidad E2D. Referencia: Primera semana de operación.



5.5.1.4 Coste

Tal y como se muestra en la Figura 5.5.1.4.1, los costes cumplen con lo dicho hasta ahora. La capacidad variaba muy poco entre escenarios, por lo que los costes de inversión permanecen casi constantes. De igual forma, dado que el share de las tecnologías era idéntico, los costes de operación y el LCOE no cambian, salvo en algún decimal.

Figura 5.5.1.4.1 Costes de inversión, operación, totales y de generación por escenarios de sensibilidad.



5.5.2. Potencia renovable adicional

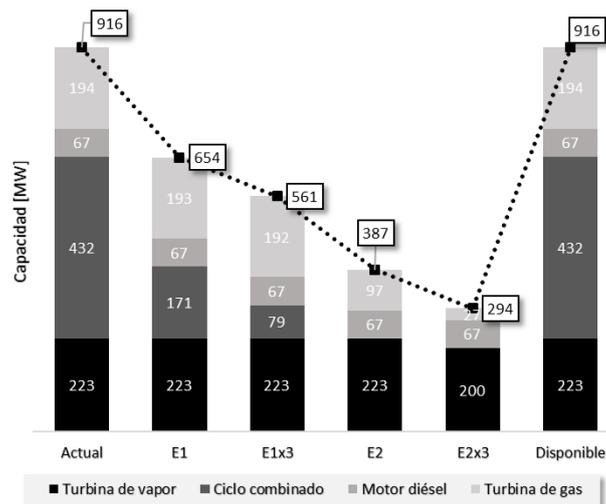
El análisis desarrollado en esta sub-sección es quizá uno de los aspectos más relevantes de este trabajo. Dado que en algunos ejercicios anteriores se percibió que el sistema tenía posibilidades de incorporar renovable adicional a la disponible, se ha establecido un techo mucho más alto (multiplicando la renovable propuesta en el PECAN por tres) a efectos de indagar sobre la máxima penetración de renovables que el sistema eléctrico de Tenerife podría admitir bajo dos supuestos diferenciados:

- (i) con el funcionamiento actual y
- (ii) con almacenamiento y vehículos eléctricos que puedan contribuir a las reservas del sistema.

5.5.2.1 Capacidad

La Figura 5.5.2.1.1 ilustra la capacidad convencional instalada en esta simulación. Como ya se había comentado, tanto E1 como E2 reducían notablemente la potencia térmica construida con respecto al escenario actual. Al añadir capacidad adicional disponible, el sistema continúa reduciendo la convencional instalada. De hecho, en este caso continúan sin instalarse ciclos combinados, pero se excluyen ahora también las turbinas de gas. En E1x3 (la versión de E1 con el triple de potencia renovable disponible), se instalan 561 MW de capacidad térmica, casi 100 MW menos que en E1, y 355 menos que en el escenario actual. Como cabría esperar, la potencia continúa siendo mayor que en el caso de E2, puesto que E1x3 continúa sin considerar tecnologías de apoyo para el cómputo de las reservas. Por su parte, E2x3 reduce la capacidad térmica por debajo de los 300 MW. Aunque este resultado sólo es válido bajo el supuesto de que no se considera el índice de garantía, da muestras de las importantes sinergias que pueden producirse al usar conjuntamente renovables y almacenamiento distribuido.

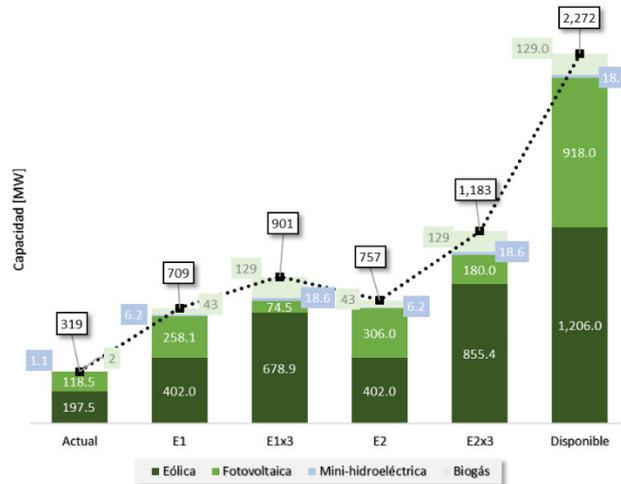
Figura 5.5.2.1.1 Capacidad convencional instalada por escenarios de sensibilidad.



En cuanto a las renovables, en la Figura 5.5.2.1.2 puede observarse que E1x3 muestra que la penetración de estas tecnologías bajo los supuestos de funcionamiento del sistema actual podría alcanzar, como máximo, una cifra en torno a los 901 MW (sin considerar el índice de garantía). Respecto a E1, se observa que el sistema opta por reemplazar parte de la capacidad fotovoltaica instalada con la nueva eólica disponible, debido a sus costes menores y a la posibilidad de producir electricidad las 24 horas del día. Por su parte, E2x3 sugiere que el sistema sería capaz de absorber casi 1200 MW de potencia renovable si el almacenamiento y los vehículos eléctricos pudieran computar para las reservas. Al igual que en el caso anterior, la potencia eólica es la que cuenta con mayor capacidad instalada. El biogás y la mini-hidroeléctrica cubren la totalidad de potencia disponible y, aunque la fotovoltaica no lo hace, se llegan a instalar hasta 180 MW. En esta ocasión, sobra mucha potencia renovable con respecto a la disponible, al igual que también capacidad de

almacenamiento. Por tanto, la potencia convencional instalada satisface la optimalidad económica, y no la necesidad de proporcionar reservas.

Figura 5.5.2.1.2 Capacidad renovable instalada por escenarios de sensibilidad.



En cuanto a los sistemas de almacenamiento, en E2x3 no se observan grandes cambios con respecto a los resultados de E2. Se mantiene toda la potencia disponible de hidrobombeo, así como la máxima capacidad energética. No obstante, se añaden 20 MW de almacenamiento con baterías en el nodo 0 (Granadilla), debido a la gran acumulación de potencia eólica en esa zona. Este resultado confirma también el supuesto anterior, relativo a que el sistema admitiría mayor capacidad de almacenamiento si ésta venía acompañada de potencia renovable adicional.

5.5.2.2 Mix energético

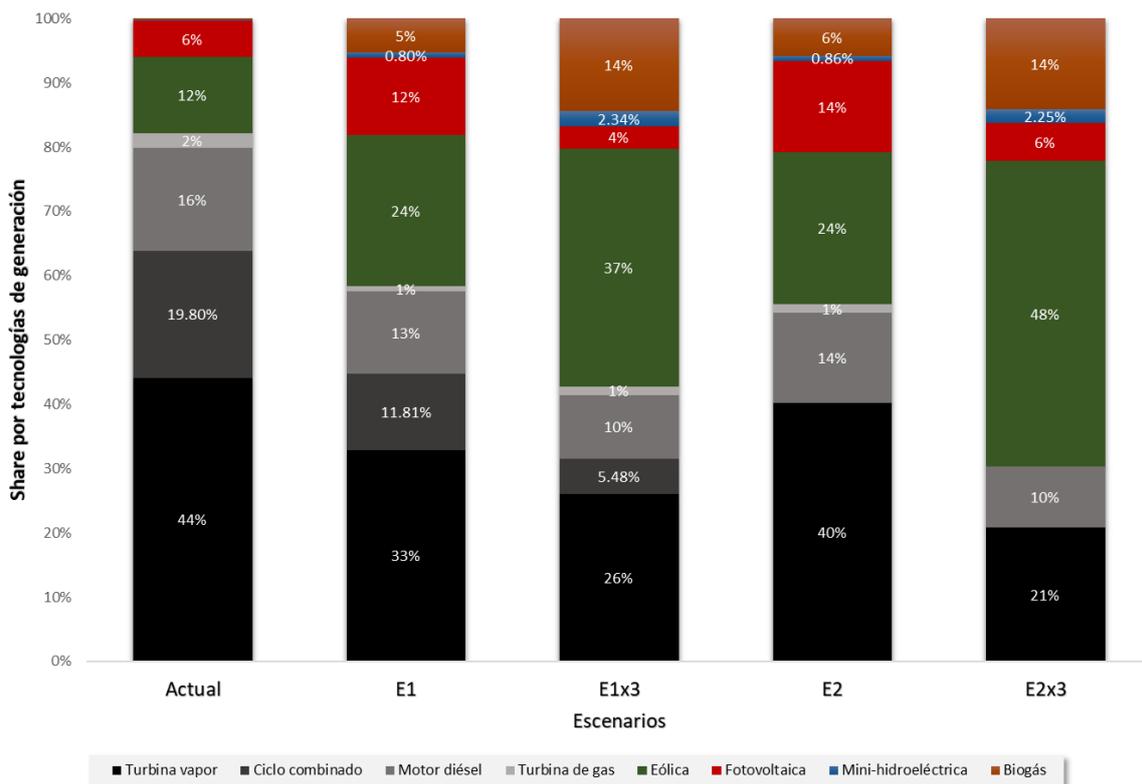
La Figura 5.5.2.2.1 muestra la configuración del mix energético en los nuevos escenarios, comparándola con sus homónimos originales. E1x3 aumenta el share de renovables con respecto a E1 hasta un 57%, superando por mucho el escenario actual, pero también a E2. Dado que en este escenario aún sobra potencia renovable, cuya generación es mucho más barata que la convencional, se intuye que la capacidad térmica instalada se acerca a la mínima indispensable para satisfacer los criterios de reserva. Es decir, sin necesidad de introducir almacenamiento en el sistema y cambios regulatorios para su contribución a las reservas, el sistema eléctrico de Tenerife podría integrar una generación renovable cercana al 60%. Este resultado es muy importante, puesto que indica que la descarbonización de la economía no será posible salvo que se modifique la regulación.

Tal y como se observa, la eólica asume la mayor parte de la producción (37%), seguida del biogás (14%), la fotovoltaica (4%) y la mini-hidroeléctrica (2.3%). Respecto a la capacidad disponible, el biogás y la mini-hidroeléctrica agotan toda la potencia, mientras que la fotovoltaica y la eólica no.

Este resultado se debe a que el biogás y la mini-hidroeléctrica (no fluyente) son más gestionables que las otras tecnologías, por lo que el modelo opta por priorizar su instalación. No se pudo observar este hallazgo en E1 porque se instalaba la máxima capacidad de eólica, biogás y mini-hidroeléctrica.

Como cabría esperar, E2x3 favorece un share mayor de renovables, llegando al 70% de penetración. No obstante, a diferencia de en el caso de E1x3, en E2x3 no sólo sobra potencia renovable, sino que también sobra capacidad de almacenamiento (la cual podría proporcionar reservas). Por tanto, la potencia convencional instalada en este escenario se instala por motivos de optimalidad económica, y no por necesidad de reservas. Esto se debe a que la turbina de vapor, con los parámetros considerados y excluyendo los costes de las emisiones, es una tecnología muy barata. Por su parte, el motor diésel, con una cuota cada vez más reducida, sigue utilizándose porque sus costes de arranque y parada son relativamente bajos, y ofrece una buena flexibilidad a un bajo coste para compensar las variaciones de las renovables.

Figura 5.5.2.2.1 Mix energético del sistema eléctrico de Tenerife por escenarios de sensibilidad.

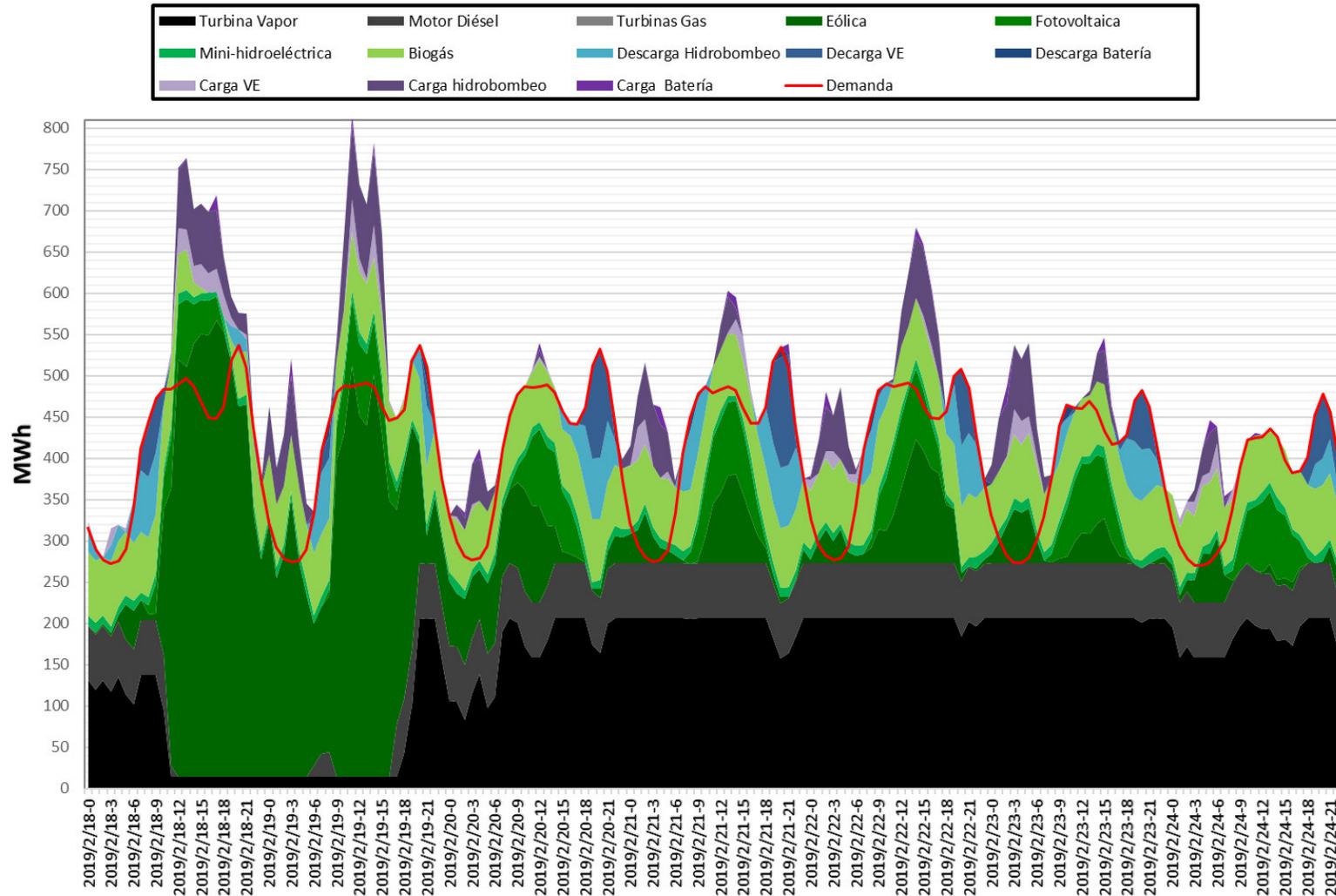


5.5.2.3 Operación del sistema

En la Figura 5.5.2.3.1 se observa que el sistema continúa comportándose según lo previsto. Los excesos de renovables se utilizan para cargar los sistemas de almacenamiento y los vehículos eléctricos, los cuales se descarga luego durante las horas de pico. Las curvas de producción del diésel y la turbina de vapor se muestran suavizadas, gracias al efecto del almacenamiento, llegando incluso a no ser necesaria la generación con diésel durante casi dos días completos en la semana de operación de ejemplo.

ENTREGABLE ACCIÓN 1, 5 Y 7. DIAGNÓSTICO SOCIOECONÓMICO Y ENERGÉTICO GENERAL - EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS RENOVABLES Y MIX ENERGÉTICO - ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA RENOVABLE

Figura 5.5.2.3.1 Operación del sistema eléctrico de Tenerife bajo los supuestos del escenario de sensibilidad E2x3. Referencia: Primera semana de operación.

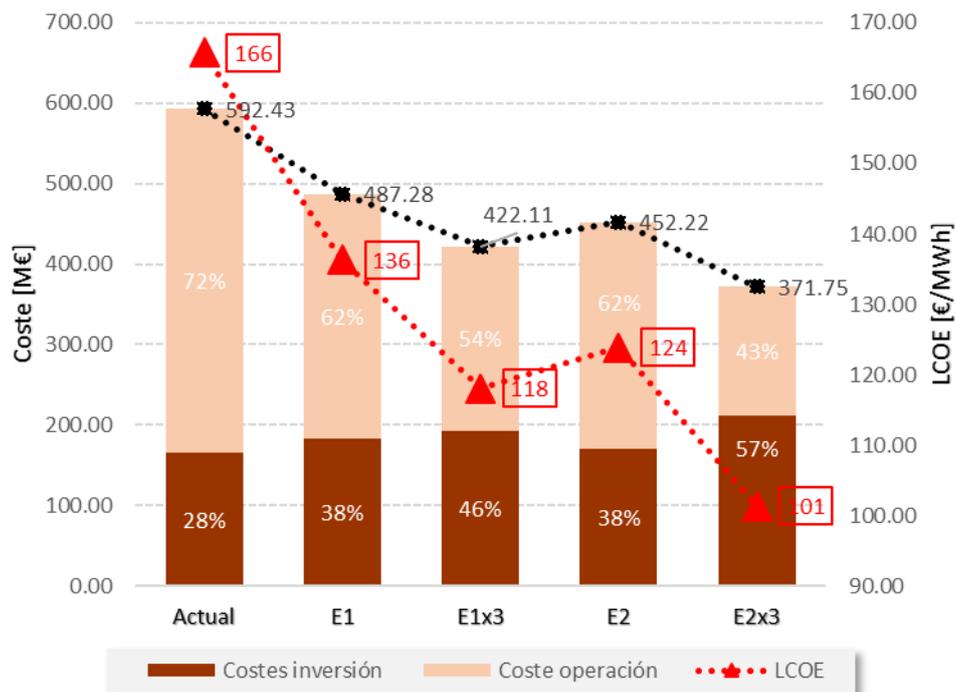


5.5.2.4 Coste

De acuerdo con todo lo comentado hasta ahora, se sobreentiende que los costes totales del sistema se reducen, tanto en el caso de E1x3 como en el de E2x3 (ver Figura 5.5.2.4.1). Concretamente, E1x3 ofrece un coste anual de 422 M€, de los cuales un 54% corresponde a operación y un 46% a inversión. Se logra de esta manera un equilibrado entre las componentes del coste, que venía siendo muy diferente hasta ahora. Como resultado, el coste de generar un MWh es de 118 €, inferior incluso al coste de E2. Este resultado es realmente interesante si se tiene en cuenta que E1x3 se basa en el funcionamiento real del sistema.

Por su parte, el escenario E2x3 es el que proporciona los menores costes totales, inferiores, por primera vez, a los 400 M€. Esta situación supondría un ahorro del 37% con respecto al sistema actual, con un coste de generación de 101 €/MWh.

Figura 5.5.2.4.1 Costes de inversión, operación, totales y de generación por escenarios de sensibilidad.



6. Conclusiones al modelado del sistema eléctrico de Tenerife y posibilidades futuras

Una de las conclusiones más importantes que pueden extraerse del modelado es que el sistema eléctrico de Tenerife, en su estado de operación actual, podría absorber un máximo de 900 MW de potencia renovable, lo que se traduce en una cuota cercana al 57% de generación verde. Este resultado es esperanzador, puesto que indica que la potencia renovable de la isla puede multiplicarse prácticamente por tres sin necesidad de incluir sistemas de almacenamiento (sin contar emisiones y sin tener en consideración el índice de garantía). Asimismo, el coste podría reducirse hasta alrededor de los 120 €/MWh.

Ahora bien, la introducción de almacenamiento (acumulación en baterías, hidrobombeo e hidrógeno, pero también en vehículos eléctricos) y su uso para proporcionar reservas al sistema permite incrementar la capacidad de renovable hasta casi 1200 MW, lo que su pondría una participación de aproximadamente el 70% de renovables en el mix energético. El coste de generación resultante rondaría los 100 €/MWh.

La diferencia fundamental entre introducir (o no) almacenamiento para las reservas es que la penetración de renovables puede incrementarse en casi un 13% y los costes reducirse alrededor de 20 €/MWh. Sin embargo, hay otras ventajas que bien podrían pasar desapercibidas, pero son realmente importantes. Por un lado, se minimiza la capacidad de potencia térmica instalada, y lo que ello conlleva (reducción de emisiones, fuerte decrecimiento de la dependencia energética exterior, etcétera). Por otro lado, los sistemas de almacenamiento contribuyen a suavizar las curvas de producción de los generadores convencionales, lo que podría redundar en una mayor esperanza de vida y, en consecuencia, en menores costes.

Concretamente, la tecnología preferida es el almacenamiento con hidrobombeo, seguido por las baterías. No se llega a instalar ni un solo MW de hidrógeno, lo cual es un resultado razonable dada la bajísima eficiencia del sistema y sus altos costes.

Es evidente que la inclusión de los sistemas de almacenamiento y los vehículos eléctricos en el cómputo de las reservas del sistema es una tarea futura e ineludible, sobre todo porque se trata de uno de los criterios más limitantes para la penetración de renovables. De ahí, el gran interés de este estudio y la decisión de incluir estos sistemas en el modelado.

A pesar de lo relevante de este estudio, existen tareas futuras de gran importancia por desarrollarse, entre las que destacan:

- Análisis del efecto de los sistemas de almacenamiento cuando no computan para las reservas.
- Identificación del nivel óptimo de reservas del sistema.

- Aumentar el tamaño de las flotas de vehículos eléctricos.
- Considerar el coste de las emisiones y su impacto sobre la generación.
- Incluir renovables como el biogás y la mini-hidroeléctrica para las reservas del sistema.
- Mejorar la estimación de los factores de capacidad de las renovables.
- Considerar en los modelos el índice de garantía o aproximaciones modernas similares (Loss Of Load Expectation – LOLE).
- Incluir expansiones del sistema eléctrico más detalladas.
- Modelar las pérdidas en las líneas.
- Extender el análisis de sensibilidad a los escenarios finales.
- Análisis de cambios regulatorios para incrementar la penetración de renovables.

Y la pregunta fundamental a la que se desea responder con todos estos condicionante:

- ¿Es posible una generación eléctrica 100% renovable?

7. Referencias

Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

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.

Instituto Tecnológico de Canarias, 2020. Estrategia de Almacenamiento Energético de Canarias.

Instituto Tecnológico de Canarias, 2020. Estrategia del Vehículo Eléctrico de Canarias.

Lazard, 2018. Levelized Cost of Energy Analysis – Version 12.

U.S. Energy Information Administration, 2019. Cost and Performance Characteristics of New Generation Technology, Annual Energy Outlook 2019.

IRENA, 2015. Hydropower. Technology Brief.

NREL, 2020. NREL study backs hydrogen for long-duration storage. PV Magazine USA.

Gobierno de Canarias, 2006. Plan Energético de Canarias.

ISTAC, 2019. Estadísticas de la Evolución Histórica de la Población.

ISTAC, 2019. Estadísticas de Energía Eléctrica.

ISTAC, 2019. Estadísticas del Parque de Vehículos.

Instituto Tecnológico de Canarias, 2014. Estudios de Red BT/MT y Valoración Energética. Proyecto de la microrred de la isla de La Graciosa.

Red Eléctrica de España, 2019. Demanda del sistema eléctrico canario en tiempo real. Isla de Tenerife.

Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial del Gobierno de Canarias. Anuario energético de Canarias 2019.

J. Schallenberg “Sostenibilidad energética: de Europa a Canarias”

Arbabzadeh, M., Sioshansi, R., Johnson, J. X., & Keoleian, G. A. (2019). The role of energy storage in deep decarbonization of electricity production. *Nature Communications*, 10.1, 1–11. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-11161-5>

Boffino, L., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Oggioni, G. (2019). A Two-Stage Stochastic Optimization Planning Framework to Decarbonize Deeply Electric Power Systems. *Energy Economics*. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.07.017>

Conejo, A. J., Baringo, L., Kazempour, S. J., & Siddiqui, A. S. (2016). Investment in electricity generation and transmission. In Springer International Publishing (Vol. 106). Springer.

Drury, E., Denholm, P., & Sioshansi, R. (2011). The Value of Compressed Air Energy Storage in Energy and Reserve Markets. *Energy*, 36, 4959–4973.

Graves, F., Jenkin, T., & Murphy, D. (1999). Opportunities for Electricity Storage in. *The Electricity Journal*, 12(8), 46–56. [http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1040619099000718%5Cnpapers2://publication/doi/10.1016/S1040-6190\(99\)00071-8](http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1040619099000718%5Cnpapers2://publication/doi/10.1016/S1040-6190(99)00071-8)

- Hallam, C. R. A., & 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. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2013.2290339>
- Liu, Y., Sioshansi, R., & Conejo, A. J. (2018a). Hierarchical Clustering to Find Representative Operating Periods for Capacity-Expansion Modeling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), 3029–3039. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2746379>
- Liu, Y., Sioshansi, R., & Conejo, A. J. (2018b). Multistage Stochastic Investment Planning With Multiscale Representation of Uncertainties and Decisions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(1), 781–791. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2017.2694612>
- Lobato, E., Sigrist, L., & Rouco, L. (2017). Value of electric interconnection links in remote island power systems: The Spanish Canary and Balearic archipelago cases. *Electrical Power and Energy Systems*, 91, 192–200. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.03.014>
- Nahmmacher, P., Schmid, E., Hirth, L., & Knopf, B. (2016). Carpe diem: A novel approach to select representative days for long-term power system modeling. *Energy*, 112, 430–442. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.081>
- Ramirez-Diaz, A., Ramos-Real, F. J., & Marrero, G. A. (2016). Complementarity of electric vehicles and pumped-hydro as energy storage in small isolated energy systems: case of La Palma, Canary Islands. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 4(4). <https://doi.org/10.1007/s40565-016-0243-2>
- Ramos-Real, F. J., Barrera-Santana, J., Ramírez-Díaz, A., & Perez, Y. (2018). Interconnecting isolated electrical systems. The case of Canary Islands. *Energy Strategy Reviews*, 22, 37–46. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.004>
- Sigrist, L., Lobato, E., Rouco, L., Gazzino, M., & Cantu, M. (2017). Economic assessment of smart grid initiatives for island power systems. *Applied Energy*, 189, 403–415. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.076>
- Sigrist, Lukas, Lobato, E., & Rouco, L. (2013). Energy storage systems providing primary reserve and peak shaving in small isolated power systems: An economic assessment. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 53(1), 675–683. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.05.046>
- Sioshansi, R., & Denholm, P. (2010). The value of concentrating solar power and thermal energy storage. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 121–149.
- Sioshansi, R., Denholm, P., Jenkin, T., & Weiss, J. (2009). Estimating the value of electricity storage in PJM: Arbitrage and some welfare effects. *Energy Economics*, 31(2), 269–277. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.10.005>