

ESTUDIO

Estudio del sistema de generación de energía eléctrica para la isla de Lanzarote para determinar la máxima penetración de energías renovables y mínimo coste de generación (FASES I,II y III). PARTE 2: SIMULACIONES.



PETICIONARIO

CONSORCIO DEL AGUA DE LANZAROTE

AUTORES

Ingeniería, Investigación e Innovación para el Desarrollo Sostenible, S.L.

MARZO 2017



BLOQUE DE CONTENIDOS

1	EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS AL ACTUAL MODELO ENERGÉTICO	1
1.1	ALTERNATIVAS ANALIZADAS	2
2	SIMULACIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL AÑO 2013	4
2.1	INTRODUCCIÓN	4
2.2	DATOS DE PARTIDA TÉCNICOS Y ECONÓMICOS	4
2.2.1	El sistema de generación de energía eléctrica en el año 2013	4
2.2.2	La demanda horaria de energía eléctrica en el año 2013	13
2.2.3	El marco regulatorio, normativo y económico	15
2.2.4	Estimación de los costes de generación reconocidos en el año 2013	16
2.3	SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL AÑO 2013	20
2.4	COMPARATIVA CON EL SISTEMA REAL	25
3	SIMULACIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PREVISTO EN EL AÑO 2020	33
3.1	INTRODUCCIÓN	33
3.2	DATOS DE PARTIDA. TÉCNICOS Y ECONÓMICOS	33
3.2.1	El sistema de generación de energía eléctrica previsto para el año 2020	33
3.2.2	La previsión de la demanda horaria de energía eléctrica en el año 2020	44
3.2.3	El marco regulatorio, normativo y económico	44
3.2.4	Estimación de los costes de generación reconocidos en el año 2020	46
3.3	SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PREVISTO EN EL AÑO 2020	51
4	SIMULACIONES DEL SISTEMA ENERGÍA-AGUA-MOVILIDAD PREVISTO PARA EL AÑO 2038	57
4.1	INTRODUCCIÓN	57
4.2	DATOS DE PARTIDA TÉCNICOS Y ECONÓMICOS	58
4.2.1	El sistema de generación de energía eléctrica previsto en el año 2038	58
4.2.2	El sistema de almacenamiento en baterías eléctricas	67
4.2.3	El sistema de almacenamiento en central hidráulica reversible	68
4.2.4	El sistema de producción y almacenamiento de agua	68
4.2.5	El sistema de generación de energía eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos	72
4.2.6	La previsión de la demanda horaria de energía eléctrica	73
4.2.7	La previsión de la demanda horaria de producción de agua	73
4.2.8	La previsión de la demanda de turismo	74
4.2.9	El marco regulatorio, normativo y económico	74
4.2.10	Estimación de los costes de generación reconocidos en el año 2038	74
4.3	ALTERNATIVAS ANALIZADAS PARA EL AÑO 2038	75
4.4	RESULTADOS DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS	77
4.4.1	Sistemas de generación de energía eléctrica	77

4.4.2	Sistemas de generación de energía eléctrica empleando baterías como almacenamiento energético	81
4.4.3	Sistemas de generación de energía eléctrica empleando una central hidroeléctrica reversible como almacenamiento energético	87
4.4.4	Sistemas de generación de energía eléctrica empleando gestión eficiente de producción de agua	88
4.4.5	Sistemas de generación de energía eléctrica incorporando el vehículo eléctrico	90
4.4.6	Sistemas de generación de energía eléctrica con sistema de almacenamiento energético, gestión eficiente de la producción de agua y recarga de vehículos eléctricos	91
4.5	RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ÓPTIMO EN EL AÑO 2038 SIN ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO.	93
4.6	RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ÓPTIMO EN EL AÑO 2038 CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO	101
4.7	RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ÓPTIMO EN EL AÑO 2038 CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO, GESTIÓN EFICIENTE DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA Y RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.	111
4.8	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	117
5	CONCLUSIONES	123

1 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS AL ACTUAL MODELO ENERGÉTICO

Ante la situación energética insostenible existente, el estudio se centra en analizar diferentes alternativas de sistemas de generación de energía eléctrica enfocadas a conseguir una alta penetración de renovables proponiendo cambios en el modelo energético actual de la isla de Lanzarote, a la vez que evalúa su impacto económico y ambiental. Las premisas para generar el cambio se basan en introducir:

- Un sistema de generación de energía eléctrica de alta eficiencia, con una alta penetración de energías renovables (nuevos parques eólicos, instalaciones solares fotovoltaicas y otras fuentes de origen renovable).
- Un sistema de producción de agua de alta eficiencia, con depósitos y/o embalses que permitan poder gestionar la demanda de cara a producir en las horas de menor coste de generación de energía eléctrica y aprovechar posibles excedentes de energías renovables. A su vez también contempla una red de transporte con pérdidas inferiores al 20%.
- Un parque móvil de vehículos eléctricos, que irá sustituyendo al actual parque móvil de vehículos térmicos, en el que se permita gestionar la recarga de las baterías para cargar en las horas de menor coste de generación de energía eléctrica y aprovechar posibles excedentes de energías renovables.
- Sistemas de almacenamiento energético que permitan incrementar la penetración de energías renovables en el sistema (baterías o centrales hidroeléctricas reversibles).
- Generación distribuida (principalmente minieólica y fotovoltaica).
- Biomasa y biocombustibles.
- Ahorro y eficiencia energética.

1.1 ALTERNATIVAS ANALIZADAS

En este estudio se ha analizado en una primera fase la situación actual del sistema eléctrico, tomando como referencia el año 2013 y en dos fases posteriores la situación prevista para el año 2020 y la previsible para el año 2038. En total se han simulado 40 sistemas de generación de energía eléctrica diferentes:

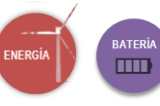
	Sistema de generación similar al actual, escogiendo como referencia el año 2013. (1 Alternativa)
	Sistema de generación previsto para el año 2020. (1 Alternativa)
	Sistema de generación previsto para el año 2038. (25 Alternativas)
	Sistema de generación previsto para el año 2038, integrando un sistema de almacenamiento energético (baterías o central hidroeléctrica reversible). (7 Alternativas)
	Sistema de generación previsto para el año 2038 incorporando la recarga de vehículos eléctricos. (3 Alternativas)
	Sistema de generación previsto para el año 2038 incorporando la gestión eficiente de la producción de agua desalada. (2 Alternativas)
	Sistema de generación previsto para el año 2038, incorporando un sistema de almacenamiento energético, la gestión eficiente de la producción de agua desalada y la recarga de vehículos eléctricos. (1 Alternativa)

Tabla 1.1. Alternativas de sistemas de generación de energía eléctrica analizadas
Elaboración propia

Las simulaciones de cada uno de estos sistemas se han realizado empleando una aplicación informática denominada SOWES, desarrollada por 3iDS. SOWES es el primer software capaz de optimizar de forma conjunta los sistemas de **generación de energía eléctrica**, de **producción de agua** y de **carga de baterías de vehículos eléctricos**, en régimen aislado, con máxima penetración de energías renovables y mínimo coste de generación, realizando la optimización mediante un adecuado despacho de cargas en todo momento.

Entre las alternativas de generación planteadas se han evaluado:

- Las tecnologías de generación renovable (parques eólicos e instalaciones solares fotovoltaicas).
- Las actuales tecnologías de generación térmicas (Grupos diesel y Turbinas de Gas).
- Los sistemas de almacenamientos energéticos (baterías y central hidroeléctrica reversible).
- Las cargas gestionables dentro del sistema de generación de energía eléctrica (p. ej. la demanda de las plantas desaladoras).
- La introducción futura de los vehículos eléctricos.
- Diferentes tipos de combustibles (gasoil y fueloil).

Para desarrollar el estudio se han tenido en cuenta las siguientes **hipótesis de partida**:

- Existencia de un único agente (que representa al conjunto de operadores y productores).
- Espacio temporal de 25 años.
- Se emplearán sistemas de generación térmicos de alta eficiencia y elevada capacidad de respuesta, susceptibles de aceptar una elevada penetración de energías renovables. El índice de cobertura será superior a 1,1.
- Empleo de baterías o de una única central hidráulica reversible como sistema de almacenamiento energético.
- Para evaluar los costes de inversión y los costes fijos y variables de los diferentes equipos térmicos se han tomado como referencia precios de mercado y costes indicados en la **Orden IET 1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares**, en el **Decreto 6/2015, 30 enero, por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos en Canarias** y en el **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**. El resto de costes de equipamiento e infraestructuras se ha estimado en base a precios de licitaciones públicas.
- La demanda prevista de energía eléctrica y agua de abasto en los próximos 25 años permanecerá constante (aunque también se han efectuado análisis de sensibilidad con incremento de la demanda de un 0,5% y un 1% anual).
- Tasa financiera: 7,5% para inversiones de parques eólicos e instalaciones fotovoltaicas y del 6,5% para grupos térmicos.
- No se consideran subvenciones ni préstamos y se han considerado precios de mercado conservadores.

2 SIMULACIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL AÑO 2013

2.1 INTRODUCCIÓN

En este apartado se expondrán los datos de partida empleados y los resultados obtenidos de la simulación del sistema de generación de energía eléctrica del año que se ha tomado como referencia, el año 2013. Con ello se valida el programa de simulación empleado y permite el ajuste de algunos de sus parámetros.

2.2 DATOS DE PARTIDA TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

A continuación se detallan los datos de partida que se han empleado para efectuar las simulaciones del sistema energético en Lanzarote en el año 2013, habiendo tenido en cuenta:

- El sistema de generación de energía eléctrica en el año 2013: Central Térmica, Parques Eólicos y Solares Fotovoltaicos, Planta de Biogás de Zonzamas.
- La demanda horaria de energía eléctrica en el año 2013.
- El marco regulatorio, normativo y económico, que establece las consignas de operación de los diferentes equipos de generación y los costes de generación remunerados.

2.2.1 EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AÑO 2013

PARQUES EÓLICOS

Para simular la **situación en el año 2013** se han empleado los dos modelos de aerogeneradores instalados en la isla en ese momento: el modelo ACSA A-27 y el modelo GAMESA G-52, con potencias unitarias de 225 y 850 kW respectivamente, ubicados tal y como se muestra en la figura adjunta.

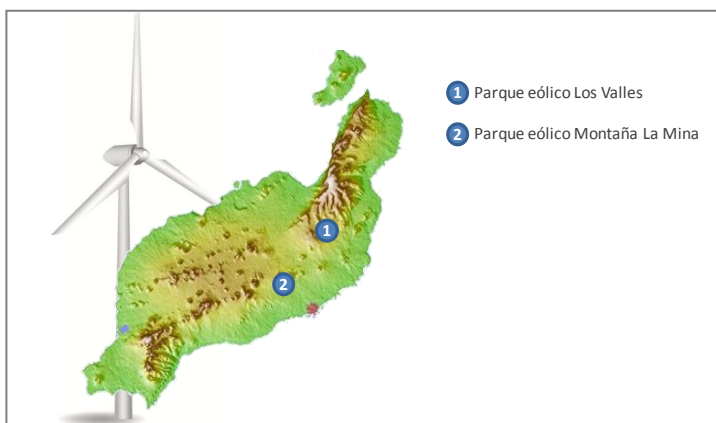
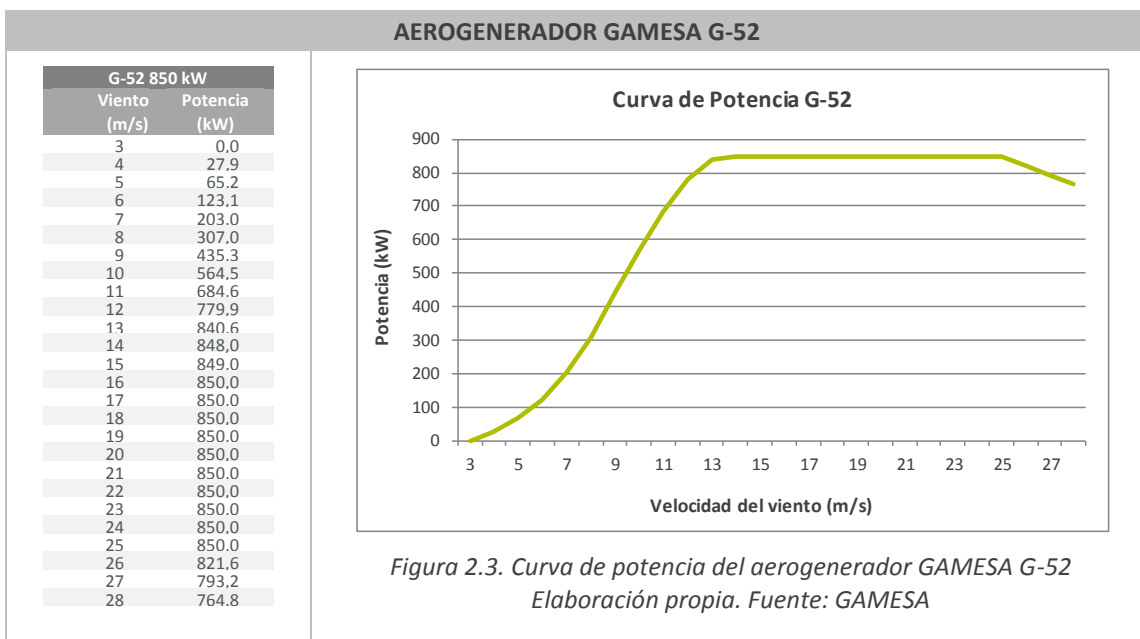
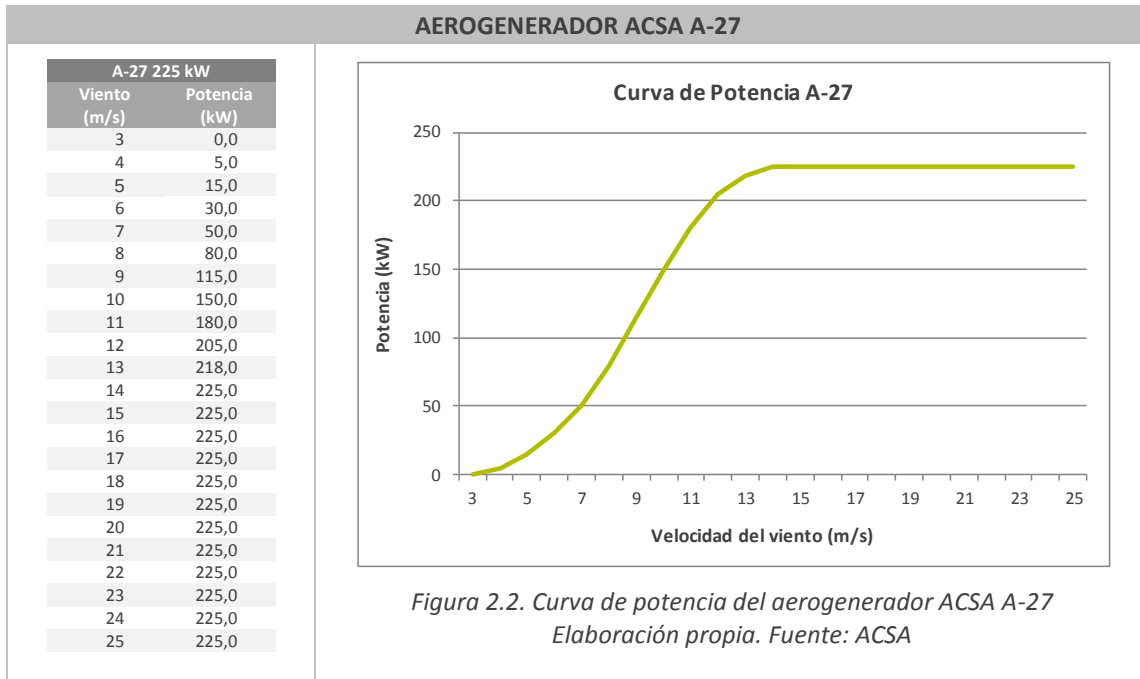


Figura 2.1. Localización de los parques eólicos actuales en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

EQUIPOS DE GENERACIÓN EÓLICA (SIT. AÑO 2013)							
Modelo	Parque eólico	Núm aerog.	P. Unitaria (kW)	P. Total (kW)	Altura Buje (m)	Año puesta en servicio	Vida Útil (años)
A-27	Montaña La Mina	5	225	1.125	30	1992	25
G-52	Los Valles	9	850	7.650	55	2006	25
TOTAL				8.775			

Tabla 2.1. Datos técnicos y económicos de los equipos de generación eólica empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Varias

A continuación se presentan las curvas de potencia de estos aerogeneradores:



Datos de viento empleados para la simulación

El parque eólico de los Valles ha sido simulado con datos horarios de viento del año 2013 obtenidos de una torre anemométrica ubicada dentro del mismo. Con respecto al parque eólico de Montaña La Mina, al no disponer de datos de viento horario en ese emplazamiento, se han empleado los de Los Valles, obteniendo una producción anual similar a la real.

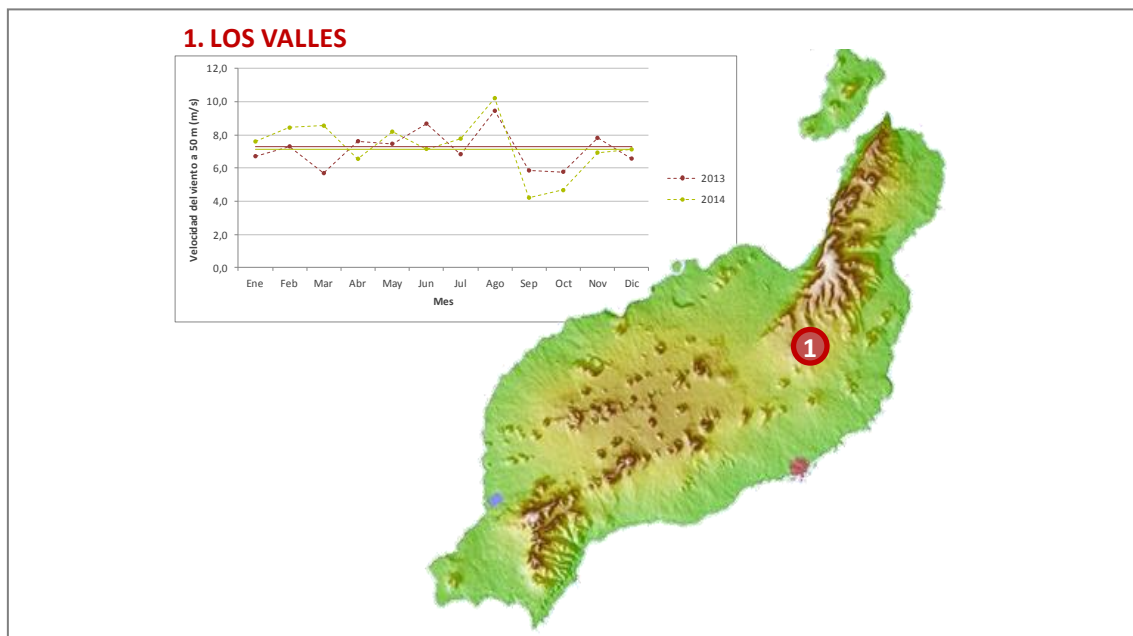


Figura 2.4. Curvas anuales de velocidad de viento en Los Valles
Elaboración propia. Fuente: CIEMAT, AEMET, Datos Agroclimáticos del Gobierno de Canarias

■ INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

En el periodo 2008-2012 se produce un incremento sustancial de la potencia instalada asociada a instalaciones fotovoltaicas, motivada por el incremento de la prima a la fotovoltaica en esa época. Para efectuar la simulación se ha considerado una única instalación representativa de todas ellas, considerando un rendimiento medio para dicha instalación, de tal forma que la producción obtenida sea igual a la generada en el año 2013.

EQUIPOS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA (SIT. AÑO 2013)				
Modelo	Potencia Instalada (kWp)	Rendimiento Instalación	Año puesta en servicio	Vida Útil (años)
Solar fotovoltaica 2008	510,0	-	2007	25
Solar fotovoltaica 2009	2.285,4	-	2008	25
Solar fotovoltaica 2010	802,8	-	2009	25
Solar fotovoltaica 2011	974,6	-	2010	25
Solar fotovoltaica 2012	1.916,2	-	2010	25
Solar fotovoltaica 2013	1.240,6	-	2012	25
TOTAL	7.729,6			

Tabla 2.2. Datos técnicos y económicos de los equipos de generación fotovoltaica empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Varias

Radiación solar empleada para la simulación

Para simular la producción horaria de estas instalaciones fotovoltaicas, se ha empleado la irradiación solar horaria de la estación agroclimática de La Granja del año 2013, por encontrarse en una ubicación media de radiación solar con respecto al resto de la isla y por ser la que más se asemeja a la media ponderada definida por el CIEMAT.

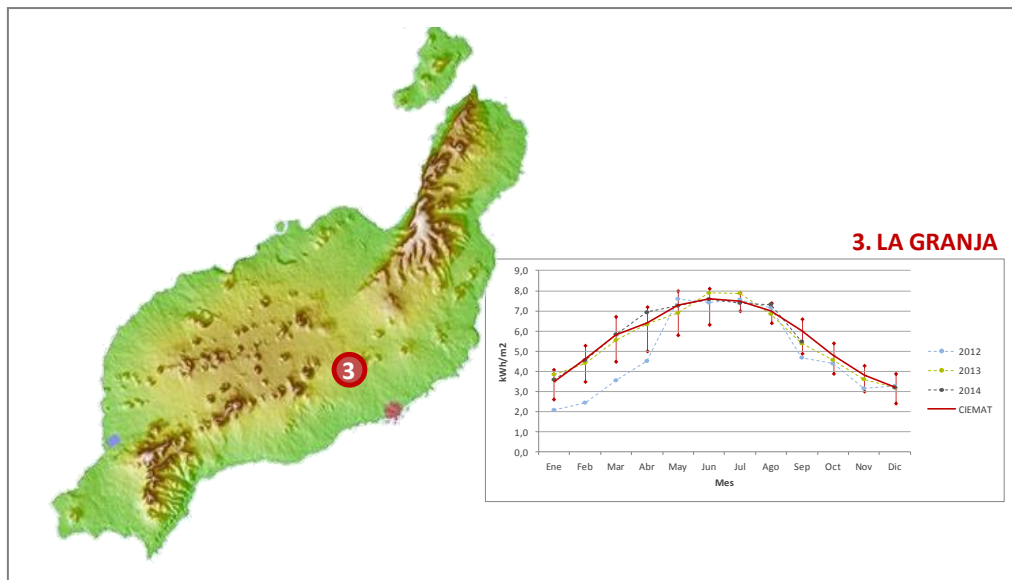


Figura 2.5. Curvas anuales de irradiación solar en la zona La Granja

Elaboración propia. Fuente: CIEMAT, AEMET, Datos Agroclimáticos del Gobierno de Canarias

CENTRAL TÉRMICA

Para realizar las simulaciones se han empleado los grupos diesel y las turbinas de gas existentes en el año 2013 en la Central Térmica de Punta Grande, ubicada en Arrecife, tal y como muestra la siguiente figura:



Figura 2.6. Localización de los grupos térmicos dentro de la Central Térmica Punta Grande

Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

Las características técnicas y económicas de estos equipos de generación se detallan a continuación:

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. AÑO 2013) - DATOS GENERALES									
GRUPO TÉRMICO	MODELO	POTENCIA BRUTA (kW)	POTENCIA NETA (kW)	FECHA DE ENTRADA	VALOR BRUTO DE INVERSIÓN	INVERSIÓN ESPECÍFICA NETA €/kW	PERIODO AMORTIZACIÓN (AÑOS)	COMB. PRINCIPAL	HORAS DE DISPONIBILIDAD (AÑO NO BISIESTO)
GD 1	14v40/45 - 4T	7.520	6.490	jun-86	7.912.000	1.219	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 2	14v40/45 - 4T	7.520	6.490	dic-86	7.773.000	1.198	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 3	14v40/45 - 4T	7.520	6.490	oct-87	5.392.000	831	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 4	10 L67 GBES - 2 T	15.500	12.850	jul-89	17.172.000	1.336	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 5	10 L67 GBES - 2 T	15.500	12.850	may-89	16.959.000	1.320	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 6	9 RTA76 - 2 T	24.000	20.510	sep-92	35.052.000	1.709	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 7	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.400	17.200	feb-02	24.811.000	1.443	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 8	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.400	17.200	ene-02	25.228.000	1.467	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 9	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.500	17.600	feb-06	30.094.336	1.710	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 10	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.500	17.600	mar-06	30.526.430	1.734	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
TG 1	Frame5 - GE	25.000	19.600	jun-88	5.964.000	304	25	Gasoil	8.252
TG 2	Frame6 - GE	37.500	32.340	ene-98	13.512.000	418	25	Gasoil	7.783
TOTAL		213.860	187.220						

Tabla 2.3. Datos generales de los equipos de generación térmica empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Varias

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. AÑO 2013) - DATOS TÉCNICOS							
GRUPO TÉRMICO	MODELO	POTENCIA NETA (MWe)	RENDIMIENTOS/CARGA *				CONSUMO ESPECÍFICO NETO (gr/kWhe) CARGA 100%
			100%	80%	60%	40%	
GD 1, 2 y 3	14v40/45 - 4T	6,49	34%	33%	32%	30%	260
GD 4 y 5	10 L67 GBES - 2 T	12,85	42%	41%	40%	37%	209
GD 6	9 RTA76 - 2 T	20,51	42%	41%	39%	35%	210
GD 7 y 8	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	17,20	39%	39%	37%	32%	225
GD 9 y 10	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	17,60	39%	39%	37%	32%	226
TG 1	Frame5 - GE	19,60	23%	21%	19%	16%	365
TG 2	Frame6 - GE	32,34	27%	25%	23%	19%	306

(*) Rendimientos a efectos retributivos

Tabla 2.4. Datos técnicos de los equipos de generación térmica empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Varias

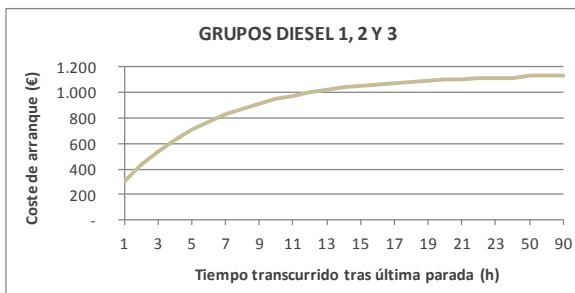
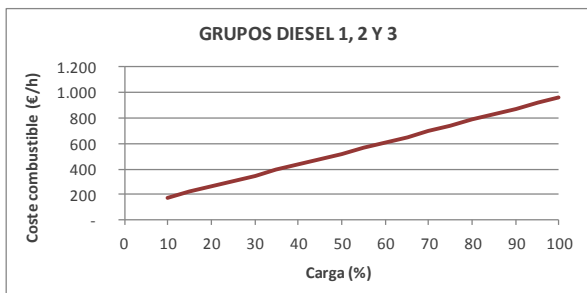
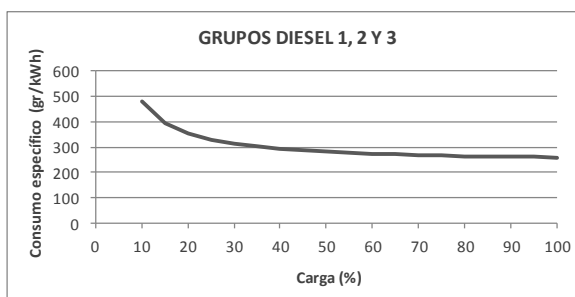
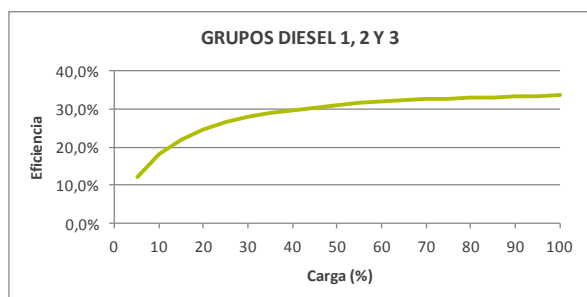
EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. AÑO 2013) - DATOS ECONÓMICOS				
GRUPO TÉRMICO	MODELO	GASTOS FIJOS		VALORES UNITARIOS O&M VARIABLES (€/MWh)
		RETRIBUCIÓN POR INVERSIÓN (€)	VALORES UNITARIOS O&M FIJOS (€/MW)	
GD 1	14v40/45 - 4T	0	118.490	29,28
GD 2	14v40/45 - 4T	0	118.490	29,28
GD 3	14v40/45 - 4T	0	118.490	29,28
GD 4	10 L67 GBES - 2 T	768.000	54.334	11,44
GD 5	10 L67 GBES - 2 T	749.000	54.334	11,44
GD 6	9 RTA76 - 2 T	1.919.000	64.533	11,85
GD 7	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	2.101.000	77.931	20,97
GD 8	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	2.130.000	77.931	20,97
GD 9	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	2.924.000	77.931	20,97
GD 10	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	2.974.000	77.931	20,97
TG 1	Frame5 - GE	107.000	32.249	33,83
TG 2	Frame6 - GE	967.000	22.258	23,12

(*) Todos los datos económicos están basados en precios del año 2013

Tabla 2.5. Datos económicos de los equipos de generación térmica empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Varias

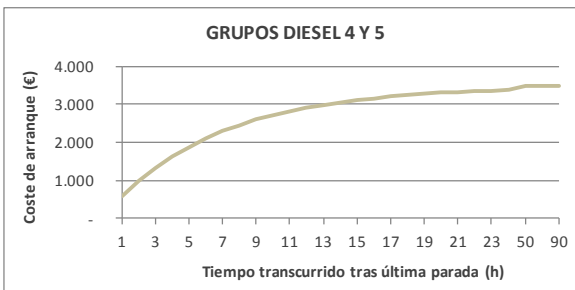
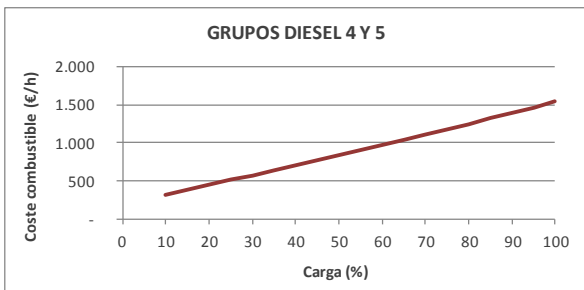
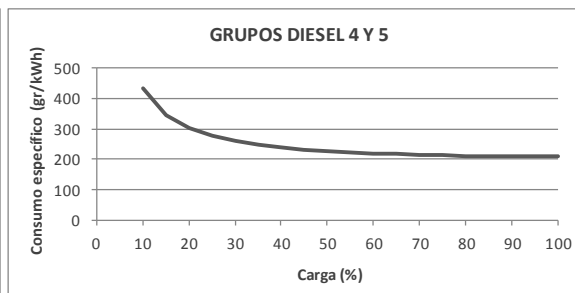
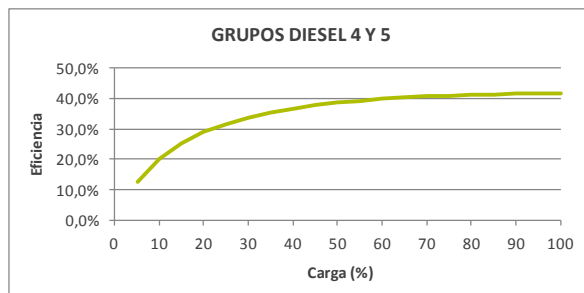
A continuación se presentan los datos técnicos y económicos detallados de los sistemas especificados en las tablas anteriores, las curvas de eficiencia y de consumo específico de cada uno de ellos, así como los costes asociados a consumo de combustible y los costes de arranque:

GRUPOS DIESEL 1, 2 y 3 (14v40/45 - 4T)				
Potencia bruta (MW)	7,52			
Potencia Neta (MW)	6,49			
CARGA	100%	80%	60%	40%
Consumo específico neto (kJ/kWh)	10.714	10.914	11.286	12.088
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	224	228	236	253
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	260	265	274	293
Rendimiento neto (%)	34%	33%	32%	30%



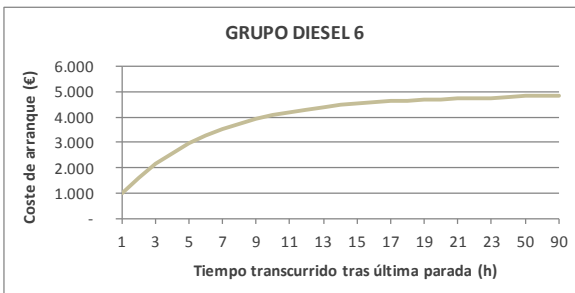
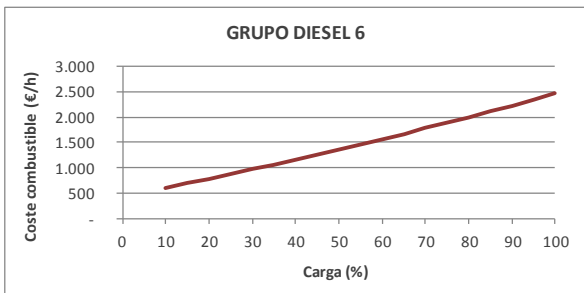
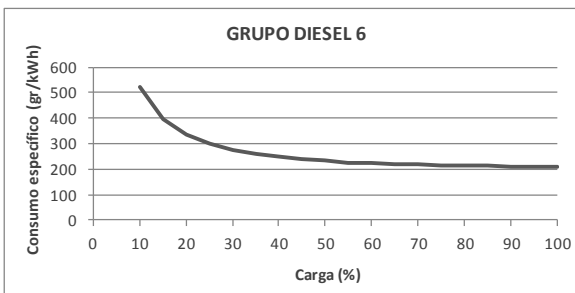
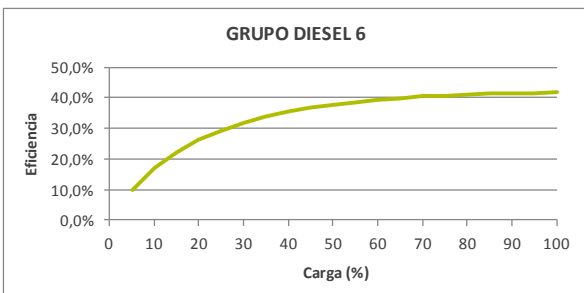
GRUPO DIESEL 4 Y 5 (10 L67 GBES - 2T)

Potencia bruta (MW)	15,50			
Potencia Neta (MW)	12,85			
CARGA	100%	80%	60%	40%
Consumo específico neto (kJ/kWh)	8.622	8.744	9.051	9.823
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	173	176	182	197
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	209	212	219	238
Rendimiento neto (%)	42%	41%	40%	37%



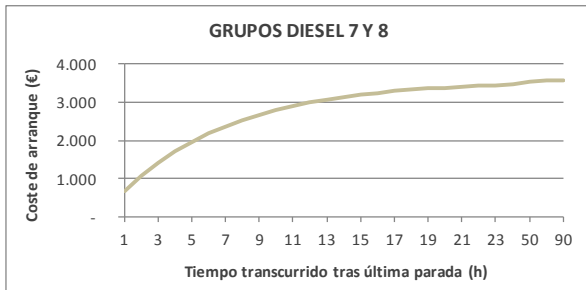
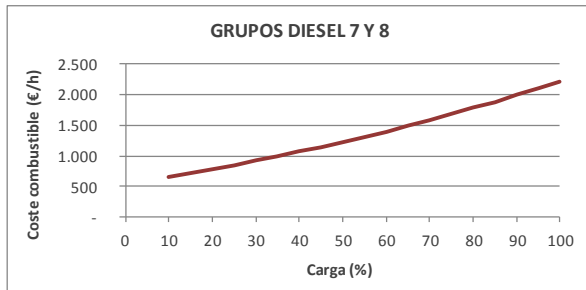
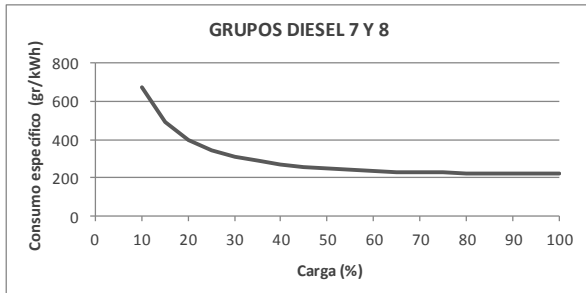
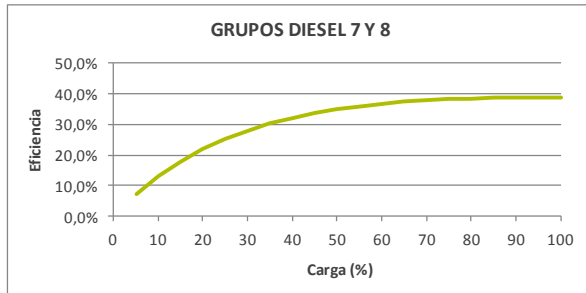
GRUPO DIESEL 6 (9 RTA76 - 2T)

Potencia bruta (MW)	24,00			
Potencia Neta (MW)	20,51			
CARGA	100%	80%	60%	40%
Consumo específico neto (kJ/kWh)	8.650	8.776	9.162	10.195
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	179	182	190	211
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	210	213	222	247
Rendimiento neto (%)	42%	41%	39%	35%



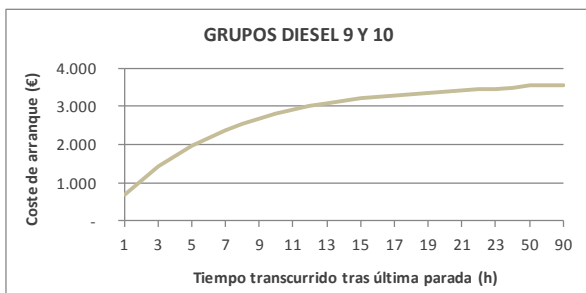
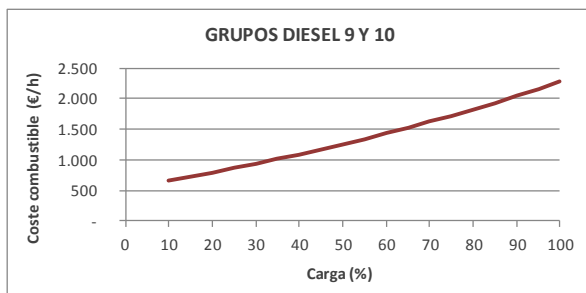
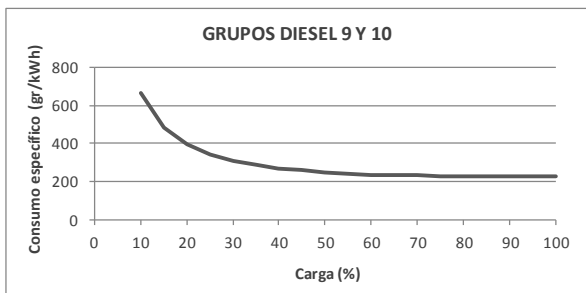
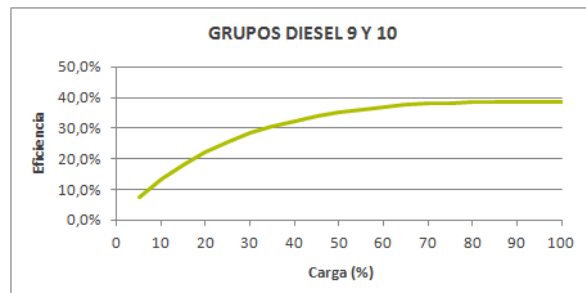
GRUPO DIESEL 7 Y 8 (MAN B&W 18 V-48/60 - 4T)

Potencia bruta (MW)	18,40			
Potencia Neta (MW)	17,20			
CARGA	100%	80%	60%	40%
Consumo específico neto (kJ/kWh)	9.278	9.339	9.788	11.207
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	210	212	222	254
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	225	226	237	272
Rendimiento neto (%)	39%	39%	37%	32%



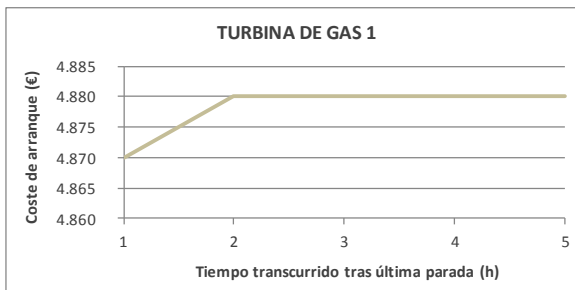
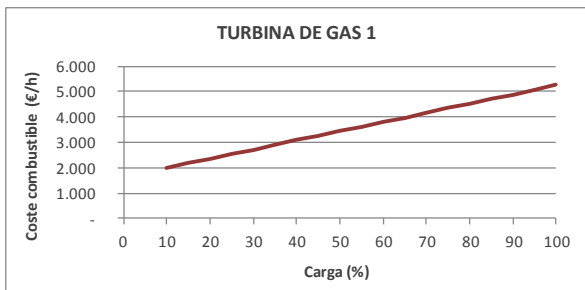
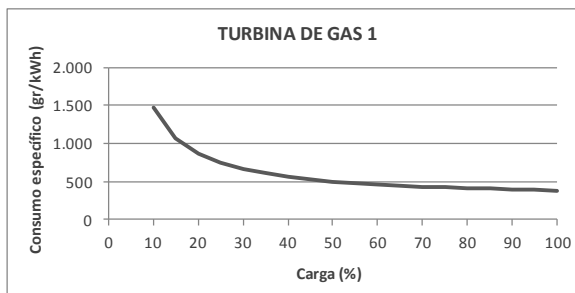
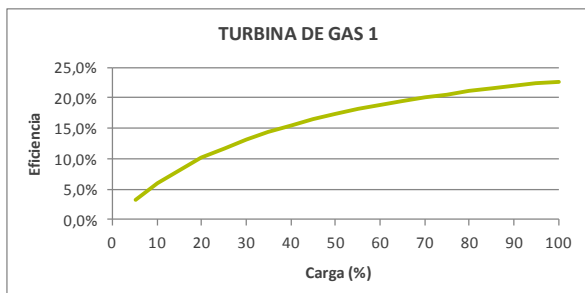
GRUPO DIESEL 9 Y 10 (MAN B&W 18 V-48/60 - 4T)

Potencia bruta (MW)	18,50			
Potencia Neta (MW)	17,60			
CARGA	100%	80%	60%	40%
Consumo específico neto (kJ/kWh)	9.307	9.339	9.750	11.107
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	215	215	225	256
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	226	226	236	269
Rendimiento neto (%)	39%	39%	37%	32%



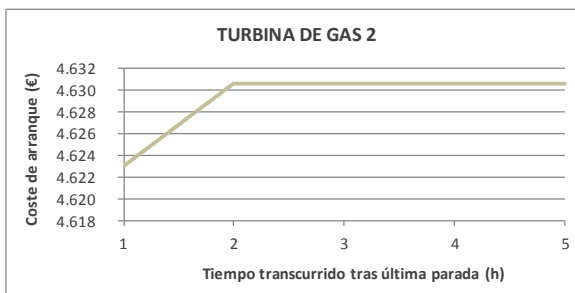
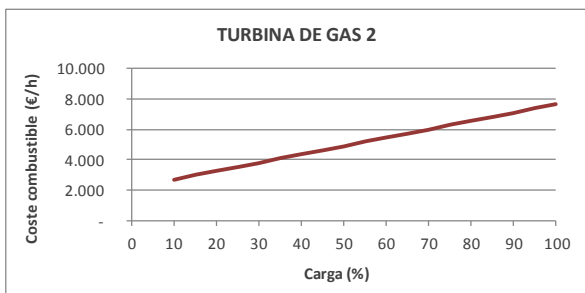
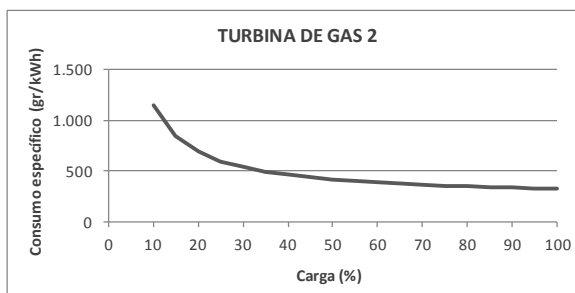
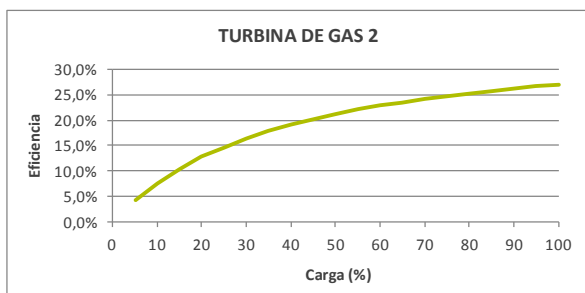
TURBINA DE GAS 1 (Frame5 - GE)

Potencia bruta (MW)	25,00			
Potencia Neta (MW)	19,60			
CARGA	100%	80%	60%	40%
Consumo específico neto (kJ/kWh)	15.859	17.057	19.087	23.201
Consumo específico bruto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	286	308	345	419
Consumo específico neto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	365	393	439	534
Rendimiento neto (%)	23%	21%	19%	16%



TURBINA DE GAS 2 (Frame6 - GE)

Potencia bruta (MW)	37,50			
Potencia Neta (MW)	32,34			
CARGA	100%	80%	60%	40%
Consumo específico neto (kJ/kWh)	13.305	14.219	15.766	18.897
Consumo específico bruto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	264	282	313	375
Consumo específico neto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	306	327	363	435
Rendimiento neto (%)	27%	25%	23%	19%



Combustibles empleados y valores del poder calorífico inferior (PCI)

Se van a utilizar los combustibles que actualmente se están empleando en la central térmica, fueloil BIA 0,73% para los grupos diesel y gasoil para las turbinas de gas.

Para definir los precios, se ha tomado como referencia los datos publicados en el BOE en la Resolución de 9 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles de los años 2012, 2013 y 2014 distintos del gas natural a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales del primer semestre de 2015 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES (SIT. AÑO 2013)		
Combustible	Equipo de Generación	Precio Estimado (€/t)
Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel	572,29
Gasoil	Turbinas de gas	734,92

Tabla 2.6. Datos técnicos y económicos de los combustibles empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Normativa

Los valores del poder calorífico inferior (PCI) de los combustibles son los adoptados por normativa:

PCI (te/t)				
Fueloil BIA 1%	Fueloil BIA 0,3%	Fueloil BIA 0,73%	Gasoil	Dieseloil
9.850	9.850	9.850	10.373	10.140

Tabla 2.7. Valores del poder calorífico inferior (PCI) de los combustibles

■ PLANTA DE BIOMETANIZACIÓN

Los datos de la planta de biometanización empleados en las simulaciones se muestran en la siguiente tabla:

INSTALACIÓN	GENERADORES	POTENCIA UNITARIA (kW)	POTENCIA TOTAL (kW)	CAPACIDAD (t/año)	INVERSIÓN EN EQUIPAMIENTO (€)	COSTES O&M FIJOS (€/MW)	COSTES O&M VARIABLES (€/MWh)
Complejo Ambiental de Zonzamas	2	1.000	2.000	36.000	0,00	77.214	20,80

Tabla 2.8. Datos técnicos y económicos de la planta de biometanización empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias. Cabildo de Lanzarote

2.2.2 LA DEMANDA HORARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AÑO 2013

Para efectuar la simulación se ha empleado la demanda horaria en barras de la central del sistema eléctrico aislado Lanzarote-Fuerteventura, publicada por Red Eléctrica de España. Dado que los valores que publica son del conjunto, para estimar el porcentaje que corresponde a la isla de Lanzarote, se ha utilizado la información publicada en el Anuario Energético de Canarias del año 2013, que indica la demanda en barras de la central mensual de cada isla.

Por tanto a la demanda horaria original se le ha aplicado mes a mes el porcentaje que le corresponde a la isla de Lanzarote, tal como se indica en la siguiente tabla.

DEMANDA MENSUAL EN BARRAS DE LA CENTRAL (MWh)				
MES	LANZAROTE	FUERTEVENTURA	TOTAL LZ-FT	% LZ RESPECTO AL TOTAL
Enero	61.380	54.767	116.147	52,85%
Febrero	57.422	45.942	103.364	55,55%
Marzo	63.945	50.722	114.667	55,77%
Abril	60.849	50.585	111.434	54,61%
Mayo	61.986	50.837	112.823	54,94%
Junio	59.749	50.129	109.878	54,38%
Julio	66.765	57.690	124.455	53,65%
Agosto	73.237	60.393	133.630	54,81%
Septiembre	68.873	53.990	122.863	56,06%
Octubre	68.297	57.416	125.713	54,33%
Noviembre	66.110	50.010	116.120	56,93%
Diciembre	66.254	53.152	119.406	55,49%
TOTAL	774.867	635.633	1.410.500	

Tabla 2.9. Demanda mensual en barras de la central en Lanzarote y Fuerteventura
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

La energía eléctrica mensual puesta en red en la isla de Lanzarote, tras efectuar la simulación, es la indicada en la siguiente tabla.

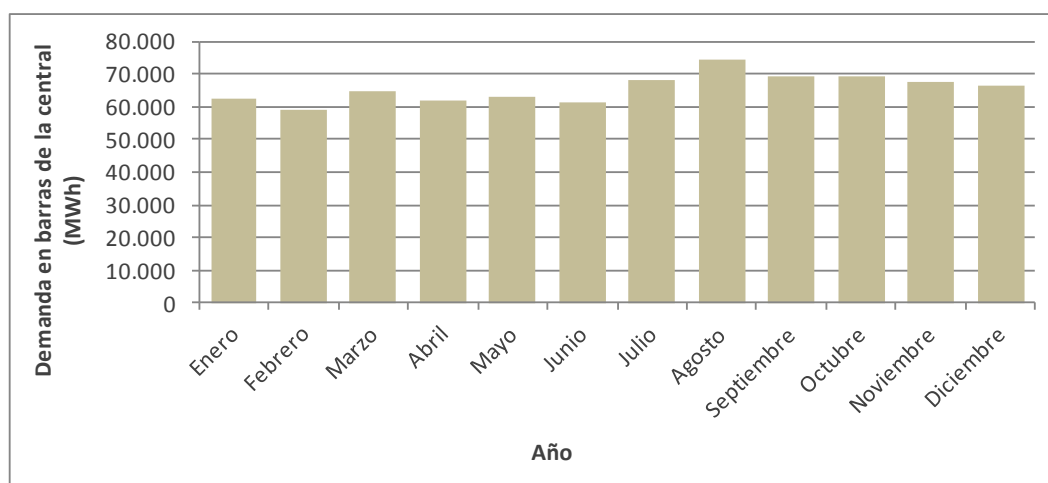


Figura 2.7. Demanda en barras de la central mensual media en Lanzarote
Elaboración propia

La demanda diaria media del año, así como el máximo y mínimo alcanzados, en cada hora del día durante el año 2013 se muestra en la siguiente gráfica.

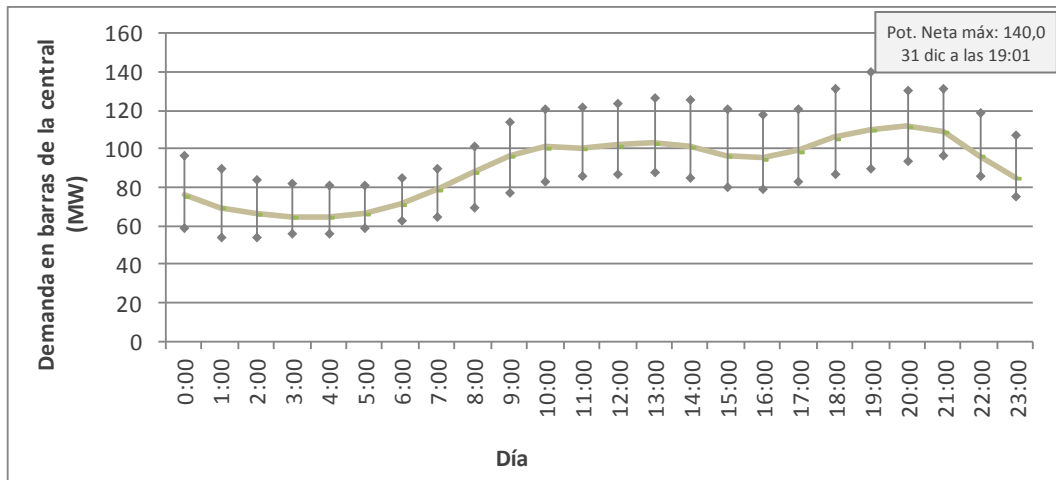


Figura 2.8. Demanda en barras de la central horaria media y máximos y mínimos anuales en Lanzarote
Elaboración propia

La demanda máxima se produjo el día 31 de Diciembre a las 19:01, con 140 MW de potencia neta.

El índice de cobertura del sistema eléctrico en el año 2013 fue de 1,33 (considerando una potencia neta instalada en régimen ordinario de 187 MW y la potencia neta máxima del año demandada de 140 MW).

2.2.3 EL MARCO REGULATORIO, NORMATIVO Y ECONÓMICO

El sistema de generación de energía eléctrica de Lanzarote, junto con el de Fuerteventura, se encuentra dentro del conjunto de sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, SEIE (actualmente denominados sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares), disponiendo de una reglamentación singular, debido a las peculiaridades que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado.

Hasta la aparición en el año 2013 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que deroga la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, las actividades asociadas a la producción en régimen ordinario estaban reguladas por el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares así como por la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Con esta normativa se estableció un mecanismo de despacho de las diferentes unidades de producción, operado por Red Eléctrica de España, para cubrir la demanda prevista al mínimo coste de generación, teniendo en cuenta los niveles de seguridad y calidad establecidos.

A los productores de los sistemas de generación en régimen ordinario se les garantiza una retribución por conceptos de naturaleza fija, denominados de garantía de potencia (costes de inversión y de operación y mantenimiento fijos) y variable (el coste variable de funcionamiento, el coste de arranque, el coste variable de operación y mantenimiento por funcionamiento, el coste de reserva caliente y el coste de la banda de regulación).

En cuanto a la retribución de los sistemas de generación en régimen especial, en los últimos años ha habido numerosos cambios normativos que han ido disminuyendo la prima que percibían estas instalaciones destacando entre otros:

- Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, donde se establece un registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones del régimen especial, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 24 de diciembre, que establece medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Se introduce una limitación de horas equivalentes con derecho a prima para las instalaciones de tecnología fotovoltaica en función de su tecnología y zona climática según lo establecido en el en el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Por otra parte, de forma transitoria hasta el 31 de diciembre de 2013, se limita las horas equivalentes con derecho a prima para las instalaciones fotovoltaicas acogidas al régimen económico del Real Decreto 661/2007, en función de su tecnología y con independencia de la zona climática a la que pertenezcan.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre-asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

2.2.4 ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RECONOCIDOS EN EL AÑO 2013

ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RETRIBUIDOS A LOS GRUPOS TÉRMICOS

En el caso de los sistemas de generación en régimen ordinario de la isla de Lanzarote, la retribución asignada en el periodo 2011-2013 fue la que se indica a continuación:

Retrribución asignada por garantía de potencia

- o Retribución por inversión

RETRIBUCIÓN POR INVERSIÓN (€)				
GRUPO TÉRMICO	MODELO	2011	2012	2013
Grupo Diesel 1	14v40/45 - 4T	240.000	-	-
Grupo Diesel 2	14v40/45 - 4T	319.003	-	-
Grupo Diesel 3	14v40/45 - 4T	242.999	174.000	-
Grupo Diesel 4	10 L67 GBES - 2 T	856.003	812.000	768.000
Grupo Diesel 5	10 L67 GBES - 2 T	836.998	794.000	749.000
Grupo Diesel 6	9 RTA76 - 2 T	2.061.009	1.982.000	1.919.000
Grupo Diesel 7	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	2.116.546	2.089.000	2.101.000
Grupo Diesel 8	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	2.145.786	2.118.000	2.130.000

Grupo Diesel 9	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	2.907.450	2.881.000	2.924.000
Grupo Diesel 10	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	2.956.342	2.930.000	2.974.000
Turbina Gas 1	Frame5 - GE	280.006	264.000	107.000
Turbina Gas 2	Frame6 - GE	997.010	974.000	967.000
Tasa Financiera Aplicada		7,05%	7,30%	7,90%

Tabla 2.10. Retribución por inversión
Elaboración propia. Fuente: Normativa

o Retribución por costes de O&M fijos

RETRIBUCIÓN POR COSTES DE O&M FIJOS (€/MW)				
GRUPO TÉRMICO	MODELO	2011	2012	2013
Grupo Diesel 1	14v40/45 - 4T	127.217	119.530	118.490
Grupo Diesel 2	14v40/45 - 4T	127.217	119.530	118.490
Grupo Diesel 3	14v40/45 - 4T	127.217	119.530	118.490
Grupo Diesel 4	10 L67 GBES - 2 T	58.336	54.728	54.334
Grupo Diesel 5	10 L67 GBES - 2 T	58.336	54.728	54.334
Grupo Diesel 6	9 RTA76 - 2 T	69.285	65.001	64.533
Grupo Diesel 7	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	83.670	78.496	77.931
Grupo Diesel 8	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	83.670	78.496	77.931
Grupo Diesel 9	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	83.670	78.496	77.931
Grupo Diesel 10	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	83.670	78.496	77.931
Turbina Gas 1	Frame5 - GE	23.898	32.483	32.249
Turbina Gas 2	Frame6 - GE	23.898	22.420	22.258

Tabla 2.11. Retribución por costes de O&M fijos
Elaboración propia. Fuente: Normativa

Retribución asignada por gastos variables

RETRIBUCIÓN POR COSTES DE COMBUSTIBLE (€/h) EN FUNCIÓN DE SU PORCENTAJE DE CARGA										
G. TÉRM.	COMBUST.	2011			2012			2013		
		100%	80%	40%	100%	80%	40%	100%	80%	40%
Grupo Diesel 1	Fueloil BIA 0,73%	992,7	809,0	448,0	1.068,7	871,0	482,3	964,9	786,3	435,4
Grupo Diesel 2	Fueloil BIA 0,73%	992,7	809,0	448,0	1.068,7	871,0	482,3	964,9	786,3	435,4
Grupo Diesel 3	Fueloil BIA 0,73%	992,7	809,0	448,0	1.068,7	871,0	482,3	964,9	786,3	435,4
Grupo Diesel 4	Fueloil BIA 0,73%	1581,7	1283,3	720,8	1.702,9	1.381,6	776,0	1537,4	1247,3	700,6
Grupo Diesel 5	Fueloil BIA 0,73%	1581,7	1283,3	720,8	1.702,9	1.381,6	776,0	1537,4	1247,3	700,6
Grupo Diesel 6	Fueloil BIA 0,73%	2.532,8	2.055,	1.194,1	2.726,8	2.213,4	1.285,6	2.461,8	1.998,3	1.160,7
Grupo Diesel 7	Fueloil BIA 0,73%	2.278,3	1.834,7	1.100,8	2.452,8	1.975,2	1.185,1	2.214,4	1.783,2	1.069,9
Grupo Diesel 8	Fueloil BIA 0,73%	2.278,3	1.834,7	1.100,8	2.452,8	1.975,2	1.185,1	2.214,4	1.783,2	1.069,9
Grupo Diesel 9	Fueloil BIA 0,73%	2.338,7	1.877,3	1.116,4	2.517,9	2.021,2	1.201,9	2.273,1	1.824,7	1.085,1
Grupo Diesel 10	Fueloil BIA 0,73%	2.338,7	1.877,3	1.116,4	2.517,9	2.021,2	1.201,9	2.273,1	1.824,7	1.085,1
Turbina de Gas 1	Gasoil	5.219,6	4.490,9	3.054,4	5.608,0	4.825,0	3.281,7	5.260,1	4.525,7	3.078,1
Turbina de Gas 2	Gasoil	7.608,9	6.505,0	4.322,6	8.175,0	6.989,0	4.644,3	7.667,9	6.555,5	4.356,2

Tabla 2.12. Retribución asignada por coste de combustible
Elaboración propia. Fuente: Normativa

RETRIBUCIÓN POR COSTES DE ARRANQUE (€/arranque)				
GRUPO TÉRMICO	MODELO	TIEMPO TRANSCURRIDO TRAS ÚLTIMA PARADA (h)		
		1	10	50
Grupo Diesel 1	14v40/45 - 4T	306,13	948,39	1.135,23
Grupo Diesel 2	14v40/45 - 4T	306,13	948,39	1.135,23
Grupo Diesel 3	14v40/45 - 4T	306,13	948,39	1.135,23
Grupo Diesel 4	10 L67 GBES - 2 T	589,87	2.718,91	3.477,73
Grupo Diesel 5	10 L67 GBES - 2 T	589,87	2.718,91	3.477,73
Grupo Diesel 6	9 RTA76 - 2 T	968,02	4.067,99	4.826,88
Grupo Diesel 7	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	668,63	2.797,66	3.556,48
Grupo Diesel 8	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	668,63	2.797,66	3.556,48
Grupo Diesel 9	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	668,63	2.797,66	3.556,48
Grupo Diesel 10	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	668,63	2.797,66	3.556,48
Turbina Gas 1	Frame5 - GE	4.870,03	4.880,10	4.880,10
Turbina Gas 2	Frame6 - GE	4.623,06	4.630,64	4.630,64

Tabla 2.13. Retribución por costes de arranque
Elaboración propia. Fuente: Normativa

RETRIBUCIÓN POR COSTES DE O&M VARIABLES (€/MWh)				
GRUPO TÉRMICO	MODELO	2011	2012	2013
Grupo Diesel 1	14v40/45 - 4T	-	29,51	29,28
Grupo Diesel 2	14v40/45 - 4T	-	29,51	29,28
Grupo Diesel 3	14v40/45 - 4T	-	29,51	29,28
Grupo Diesel 4	10 L67 GBES - 2 T	-	11,53	11,44
Grupo Diesel 5	10 L67 GBES - 2 T	-	11,53	11,44
Grupo Diesel 6	9 RTA76 - 2 T	-	11,94	11,85
Grupo Diesel 7	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	-	21,14	20,97
Grupo Diesel 8	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	-	21,14	20,97
Grupo Diesel 9	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	-	21,14	20,97
Grupo Diesel 10	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	-	21,14	20,97
Turbina Gas 1	Frame5 - GE	-	34,11	33,83
Turbina Gas 2	Frame6 - GE	-	23,3	23,12

Tabla 2.14. Retribución por costes de O&M variables
Elaboración propia. Fuente: Normativa

Retribución por costes de derechos de emisión de CO₂

Para calcular el precio de los derechos de emisión de liquidación, expresado en €/tCO₂, se ha establecido la media del precio diario de las subastas de dichos derechos en el mercado, publicadas en la plataforma común transitoria adjudicada a la entidad alemana EEX (European Energy Exchange) en el año 2013, cuyo valor fue de 4,19 €/tCO₂.

Para calcular los factores de emisión, se han empleado los especificados en el apartado 4.a del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, 2008-2012, aprobado por Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, o norma que lo sustituya.

FACTORES DE EMISIÓN	
f _{ic} (Motores Diesel)	0,62 tCO ₂ /MWh
f _{ic} (Turbina de Gas (Gasóleo))	1,10 tCO ₂ /MWh
f _{ic} (Central Térmica Vapor)	0,82 tCO ₂ /MWh
f _{ic} (CTCC (Gasóleo))	0,58 tCO ₂ /MWh

Tabla 2.15. Factores de emisión de los distintos combustibles
Elaboración propia. Fuente: Normativa

ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RETRIBUIDOS A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Dado que no se disponen de datos oficiales publicados sobre los costes de generación en régimen especial en la isla de Lanzarote, se han estimado en función de los costes medios reconocidos a nivel nacional, considerando exclusivamente como costes reconocidos la retribución total por energía producida, indicada en un apartado anterior.

RETRIBUCIÓN MEDIA PERCIBIDA ESTIMADA (€/MWh)			
PARQUE EÓLICO	2011	2012	2013
Montaña La Mina	80,74	84,80	82,30
Los Valles	80,74	84,80	82,30
INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	2011	2012	2013
Varios	359,4	368,8	356,6

*Tabla 2.16. Retribución media percibida
Elaboración propia. Fuente: Normativa*

2.3 SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL AÑO 2013

A continuación se muestran los resultados gráficos, técnicos y económicos de la simulación realizada con SOWES del sistema eléctrico del año 2013.

Cabe aclarar que el precio del combustible empleado para este análisis ha sido de 572,30 €/t para el fuel BIA 0,73% y de 734,92 €/t para el gasoil.

RESULTADOS TÉCNICOS

La demanda de energía eléctrica en el año 2013, estimada en 788.676 MWh en barras de central, es cubierta en un 93,2 % por grupos diesel, un 2,4 % por turbinas de gas, un 3,40 % por los parques eólicos, un 1,00 % por instalaciones solares fotovoltaicas repartidas por todo el territorio. La aportación de la planta de biogás de Zonzamas es inferior al 1%. Las pérdidas de generación se estiman en un 6,5% y las de transporte en un 5,75%. La penetración de renovables en el sistema eléctrico es del 4,48%.

Para producir la energía eléctrica demandada se han consumido (a efectos retributivos) 177.227 t de combustible y se han emitido a la atmósfera (a efectos retributivos) 635.934 t de CO₂.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LANZAROTE (MWh)		
2013 SIMULADO (SOWES)		
RÉGIMEN ORDINARIO		
Turbina Vapor	-	
Motor Diesel	781.137	
Turbina Gas	21.177	
Ciclo Combinado	-	
Total Régimen Ordinario	802.314	
<i>Consumos en generación</i>	- 48.968	6,50% (pérdidas generación)
RÉGIMEN ESPECIAL		
Eólica	26.620	
Fotovoltaica	7.979	
Minihidráulica	-	
Biogás (Vertedero Zonzamas)	730	
Total Régimen Especial	35.329	4,48% (penetración renovables)
<i>Consumos en bombeo</i>	-	
<i>Saldo Intercambios (import+;expor-)</i>	-	
DEMANDA(b.c.)	788.676	
<i>Pérdidas en transporte</i>	- 45.349	5,75% (pérdidas transporte)
CONSUMO FINAL	743.327	

Tabla 2.17. Balance del año 2013 de energía eléctrica en Lanzarote, según SOWES

A continuación se presenta los resultados técnicos por equipo de generación:

EQUIPO	POT NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	HORAS FUNCIONAM.	HORAS EQUIV.	HORAS EQUIV. MÁXIMAS	CONSUMO COMBUSTIBLE (t)	CONSUMO ESPEC. COMBUSTIBLE (gr/kWh)	Nº ARRANQUES	EMISIONES CO2 EQUIV. (tCO2)
Diesel 7	17.200	119.699.773	7.709	6.959	-	27.297	228,04	0	97.996
Diesel 8	17.200	103.796.211	7.709	6.035	-	24.281	233,93	0	87.169
Diesel 9	17.600	83.521.109	7.599	4.746	-	20.371	243,90	36	73.131
Diesel 10	17.600	44.878.833	6.501	2.550	-	12.464	277,72	216	44.745
Diesel 4	12.850	99.060.650	7.709	7.709	-	20.710	209,06	0	74.348
Diesel 5	12.850	99.060.650	7.709	7.709	-	20.710	209,06	0	74.348
Diesel 6	20.510	157.611.510	7.709	7.685	-	33.062	209,77	0	118.694
Gas 2	32.340	18.432.387	1.883	570	-	9.310	505,08	339	33.422
Diesel 3	6.490	6.038.498	2.992	930	-	1.875	310,55	452	6.732
Diesel 2	6.490	11.196.098	5.187	1.725	-	3.422	305,69	416	12.287
Diesel 1	6.490	8.598.205	4.205	1.325	-	2.662	309,59	457	9.556
Gas 1	19.600	1.452.360	247	74	-	914	629,58	100	3.283
Biogás (Zonzamas)	2.000	730.000	365	365	-	149	204,58	0	224
TOTAL TÉRMICA	189.220	754.076.284	-	-	-	177.227	235,03	-	635.934
Montaña La Mina	1.125	3.006.911	7.387	2.673	2.673	-	-	-	-
Los Valles	7.650	23.613.410	7.531	3.087	3.087	-	-	-	-
Fotovoltaica 2013	7.700	7.979.448	4.377	1.036	1.036	-	-	-	-
TOTAL RENOVABLES	16.475	34.599.768	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 2.18. Resultados técnicos según equipos y tecnología

RESULTADOS ECONÓMICOS

Los costes de generación del sistema eléctrico simulado se estiman en 18,98 c€/kWh. De estos, el 9,1% están asociados a la retribución por inversión, el 8,0% lo representan los costes fijos y el 82,9% son costes variables.

Si lo analizamos por tecnología de generación, se observa que los parques eólicos son los que menores costes de generación poseen, con 6,32 c€/kWh, seguido de los grupos térmicos con 19,17 c€/kWh y finalmente las instalaciones fotovoltaicas con 42,63 c€/kWh.

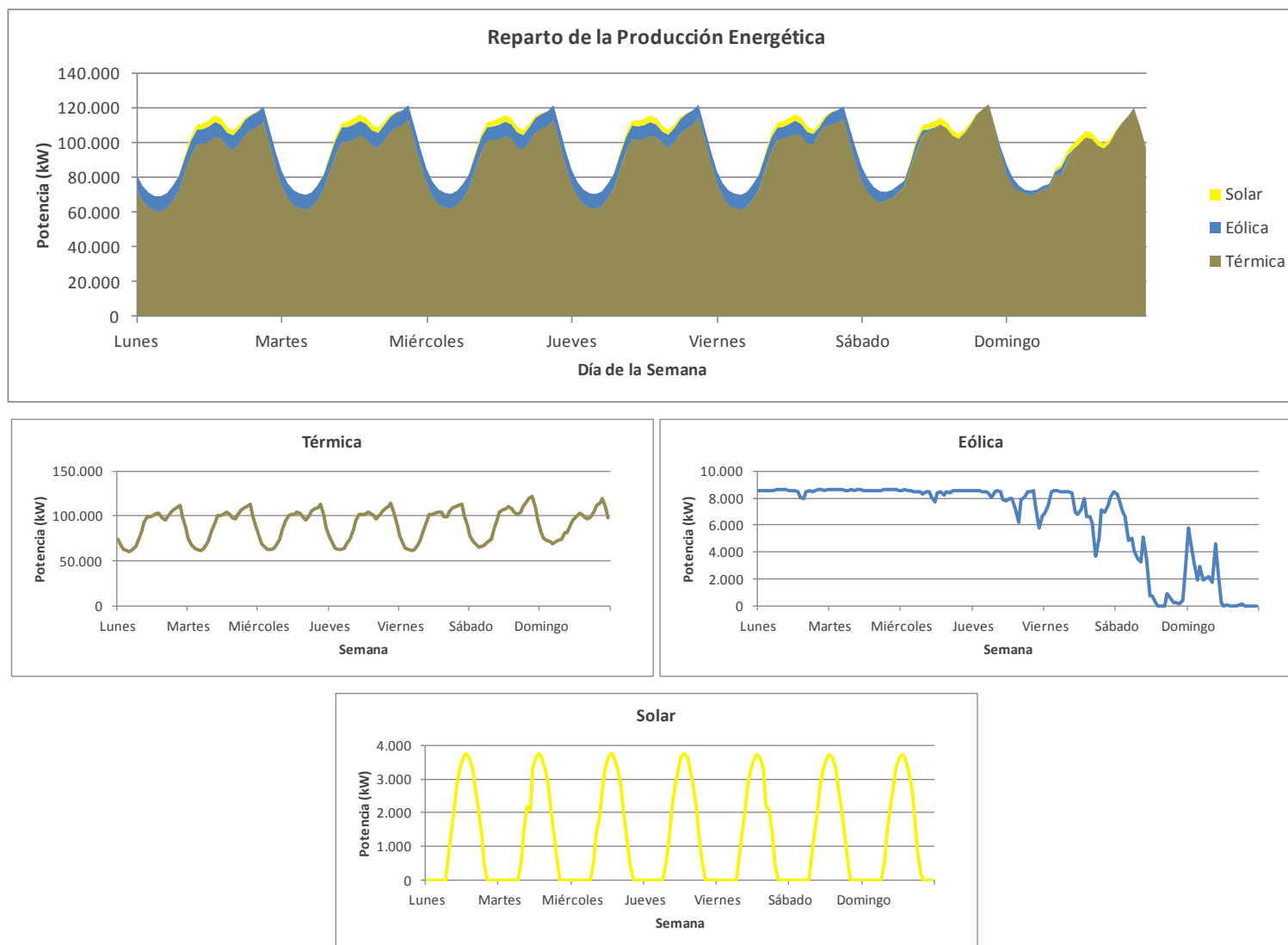
EQUIPO	POT. NETA (KW)	PRODUCCIÓN (KWh)	COSTES GENERACIÓN (€)							COSTES DE GENERACIÓN (c€/kWh)
			Retribución Inversión	Coste O&M Fijo	Coste O&M Variable	Coste Combustible	Retribución emisión CO2	Coste Arranque	TOTAL Costes generación	
Diesel 7	17.200	119.699.773	1.531.574	1.285.510	2.560.557	15.621.866	410.602	0	21.410.110	17,89
Diesel 8	17.200	103.796.211	1.548.802	1.285.510	2.220.356	13.895.883	365.237	0	19.315.788	18,61
Diesel 9	17.600	83.521.109	2.342.216	1.315.406	1.786.642	11.658.058	306.418	127.100	17.535.840	21,00
Diesel 10	17.600	44.878.833	2.349.454	1.315.406	960.025	7.133.002	187.483	763.499	12.708.869	28,32
Diesel 4	12.850	99.060.650	175.136	669.594	1.156.032	11.852.011	311.516	0	14.164.289	14,30
Diesel 5	12.850	99.060.650	161.374	669.594	1.156.032	11.852.011	311.516	0	14.150.527	14,28
Diesel 6	20.510	157.611.510	809.928	1.269.358	1.905.237	18.921.450	497.328	0	23.403.302	14,85
Gas 2	32.340	18.432.387	688.669	784.457	434.723	6.841.926	140.038	1.552.249	10.442.061	56,65
Diesel 3	6.490	6.038.498	18.766	838.049	180.361	1.073.197	28.208	507.473	2.646.054	43,82
Diesel 2	6.490	11.196.098	0	838.049	334.411	1.958.669	51.481	468.891	3.651.501	32,61
Diesel 1	6.490	8.598.205	0	838.049	256.816	1.523.419	40.041	515.318	3.173.643	36,91
Gas 1	19.600	1.452.360	39.154	688.835	50.121	671.993	13.754	483.130	1.946.987	134,06
Biogás (Zonzamas)	2.000	730.000	0	7.012	15.489	0	0	0	22.501	3,08
TOTAL TÉRMICA	189.220	754.076.284	9.665.073	11.804.827	13.016.803	103.003.485	2.663.623	4.417.661	144.571.472	19,17
Montaña La Mina	1.125	3.006.911	70.805	0	89.373	-	-	-	160.178	5,33
Los Valles	7.650	23.613.410	821.196	0	701.851	-	-	-	1.523.047	6,45
Fotovoltaica 2013	7.700	7.979.448	3.145.456	256.516	0	-	-	-	3.401.972	42,63
TOTAL RENOVABLES	16.475	34.599.768	4.037.457	256.516	791.224	-	-	-	5.085.197	14,70
TOTAL	205.695	788.676.053	13.702.530	12.061.343	13.808.027	103.003.485	2.663.623	4.417.661	149.656.669	18,98

Tabla 2.19. Resultados económicos según equipos y tecnología

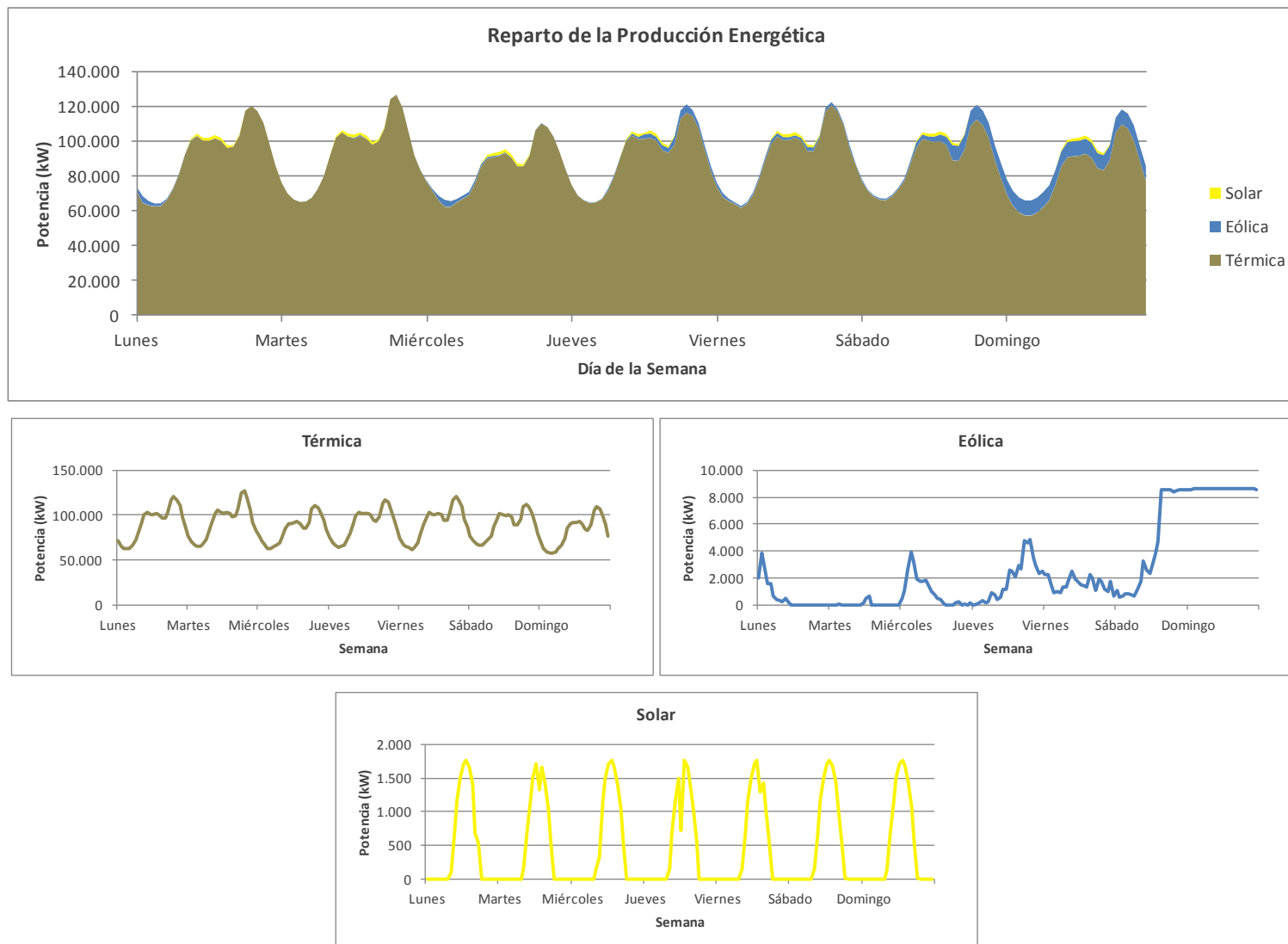
Hay que destacar que el 69% de los costes están asociados al consumo de combustibles, por lo que actuaciones encaminadas al ahorro del mismo supondrían un ahorro considerable en los costes de generación.

GRÁFICOS DE REPARTO DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍAS EN DOS SEMANAS DEL AÑO

SEMANA 5-11 AGOSTO DE 2013



SEMANA 23-29 DICIEMBRE DE 2013



2.4 COMPARATIVA CON EL SISTEMA REAL

■ COMPARATIVA CON EL SISTEMA REAL A NIVEL HORARIO

Una vez finalizado el análisis de la situación eléctrica en Lanzarote en el año 2013, se ha querido comparar los resultados teóricos obtenidos en el SOWES, con los datos reales detallados por Red Eléctrica de España de ese mismo año, que cuelga diariamente en su página web.

Esta comparativa, realizada al azar en 3 días del año en cuestión (15 de marzo, 1 de agosto y 31 de diciembre), muestra la similitud entre ambos sistemas, obteniendo desviaciones máximas totales de tan sólo un 3,5%, dando como válidos los resultados teóricos obtenidos con el software SOWES, tal y como se aprecia en las siguientes tres figuras:

- Resultados de la simulación horaria respecto a la publicada por REE el día 15 de Marzo de 2013
- Resultados de la simulación horaria respecto a la publicada por REE el día 1 de Agosto de 2013
- Resultados de la simulación horaria respecto a la publicada por REE el día 31 de Diciembre de 2013

Aunque en ambos casos el despacho de generación se efectúa en base a cubrir la demanda prevista al mínimo coste de generación, teniendo en cuenta los niveles de seguridad y calidad establecidos, incluyendo la reserva caliente horaria de alta y de baja asociada a los grupos térmicos, en las gráficas se aprecian las siguientes diferencias:

- La operación del sistema es representado por el operador (Red Eléctrica de España) a nivel diezminutal. Sin embargo SOWES analiza el sistema a nivel horario, para reducir el tiempo de computación, por lo que se observa en algunas gráficas (principalmente generación eólica y de turbinas de gas) desviaciones apreciables con respecto a los valores representados por el operador cada diez minutos. Estas desviaciones se compensan a lo largo del día, ya que SOWES genera resultados medios a nivel horario, incurriendo en un error inferior al 10% exceptuando el caso de las turbinas de gas. Si se analiza a nivel anual, como se verá en el siguiente apartado la desviación máxima es del 3,6%, por lo que se confirma que SOWES permite realizar simulaciones promedio cercanas a la realidad.
- Si se observan las curvas de generación de los grupos diesel, se aprecia que son muy similares, con una desviación que no supera el 10%.
- Si se observan las curvas de generación de las turbinas de gas, empleadas para cubrir principalmente puntas de demanda, funcionando un número reducido de horas y de forma discontinua a lo largo del año, se aprecian diferencias en tiempos de arranque y en magnitud. Esto se debe a que las

consignas de arranque en la realidad se establecen en base a desviaciones de demanda instantáneas y SOWES las realiza en base a variaciones a nivel horario, por lo que se aprecian atrasos o adelantos en el arranque de estos equipos y en potencia asignada. Dado que las turbinas de gas se emplean exclusivamente como grupos de apoyo en momentos puntuales y su aportación al sistema eléctrico es inferior al 3%, estas desviaciones que existen a nivel horario, no se aprecian a nivel anual, como se verá en el apartado posterior.

- Si se analiza las curvas de generación eólica, observamos que la línea de generación obtenida por SOWES sigue la misma tendencia que la real, pero dado que SOWES representa la media horaria, no recoge las puntas ni los valles de la eólica representados por el operador a nivel diezminutal.
- Respecto a la curva de generación de las instalaciones fotovoltaicas, no es posible compararla con la curva real, dado que el operador del sistema eléctrico comenzó a representarlas a partir del año 2014.

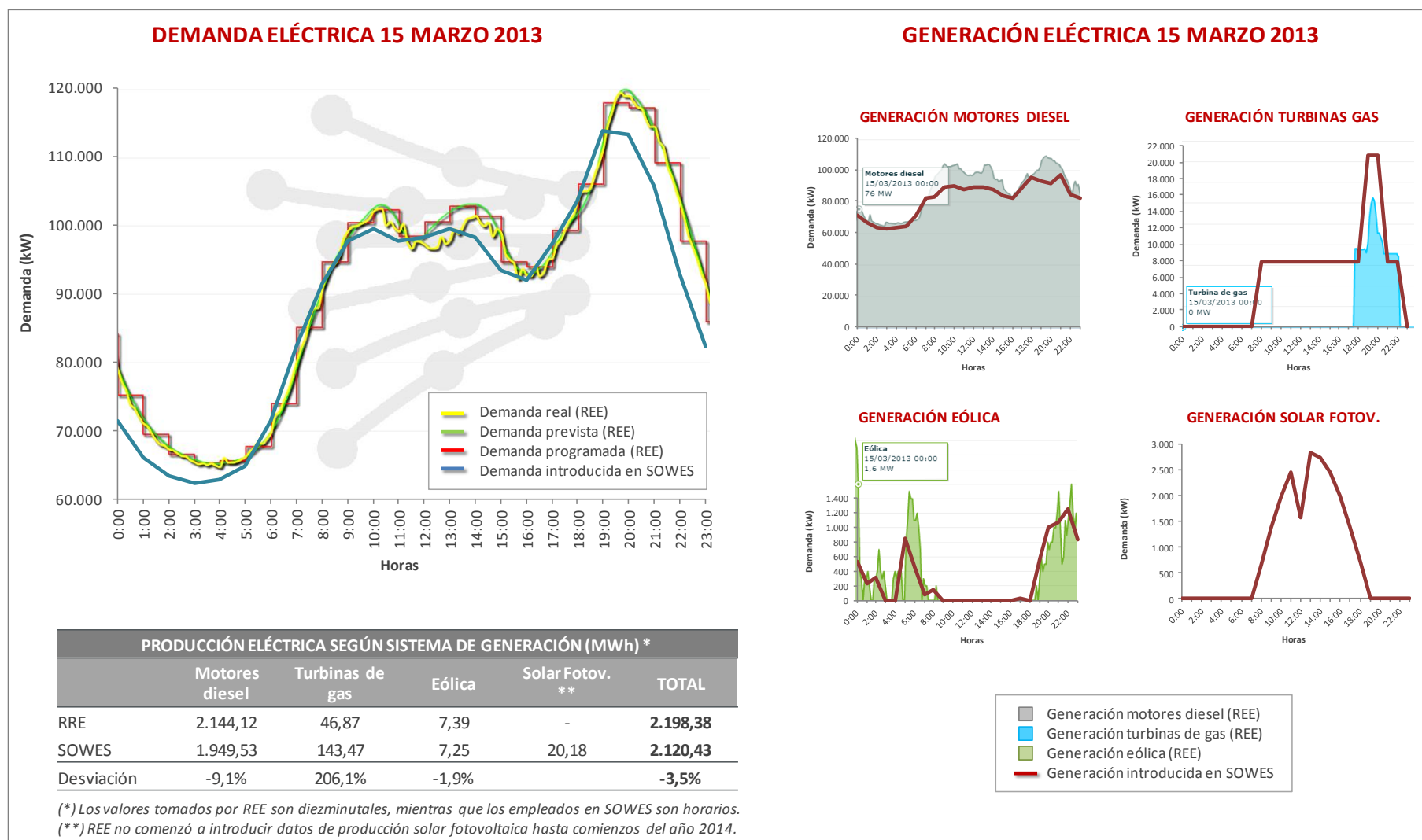


Figura 2.9. Comparativa entre los resultados teóricos (SOWES) y los datos reales (Red Eléctrica) para el día 15 de Marzo de 2013

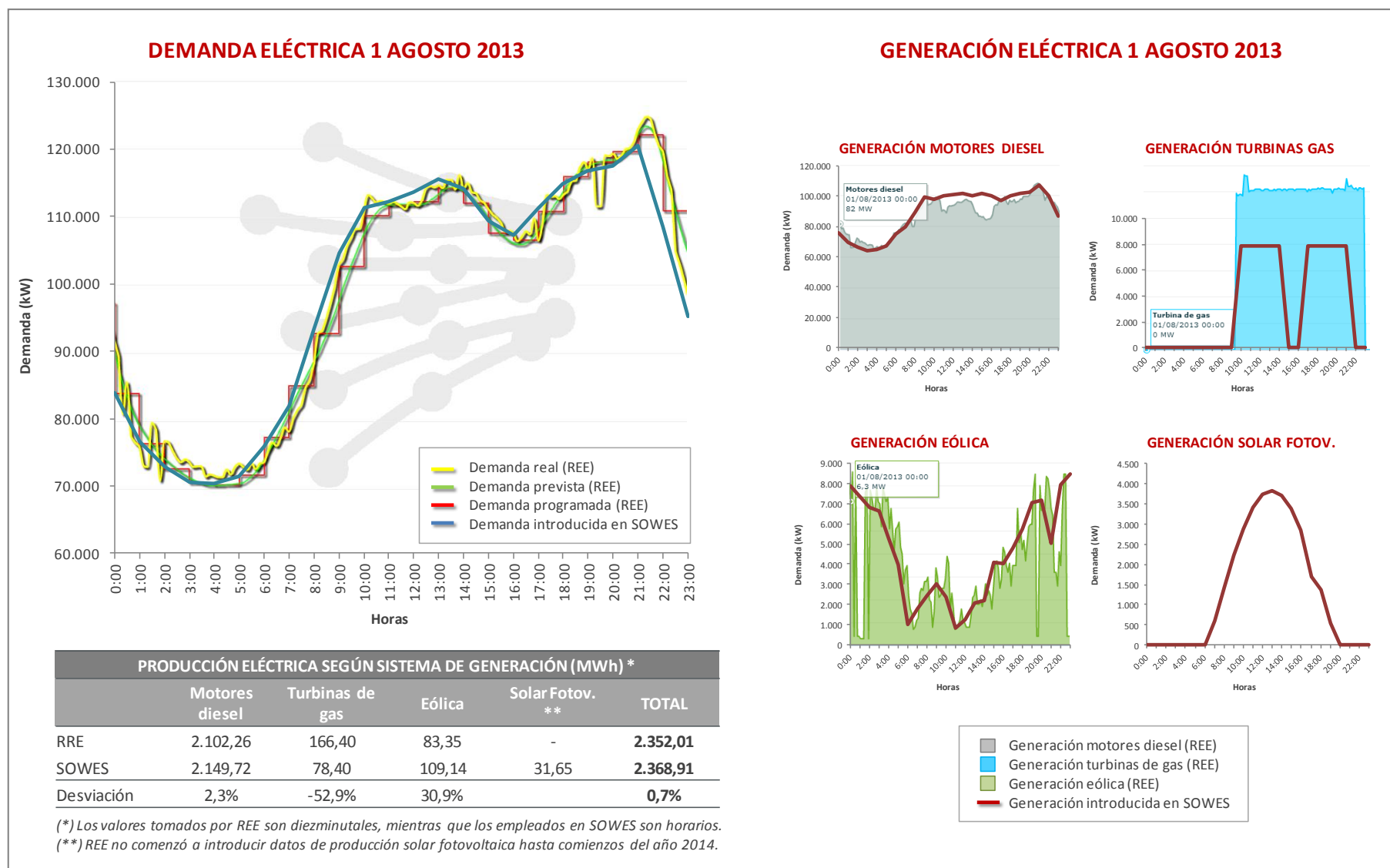


Figura 2.10. Comparativa entre los resultados teóricos (SOWES) y los datos reales (Red Eléctrica) para el día 1 de Agosto de 2013

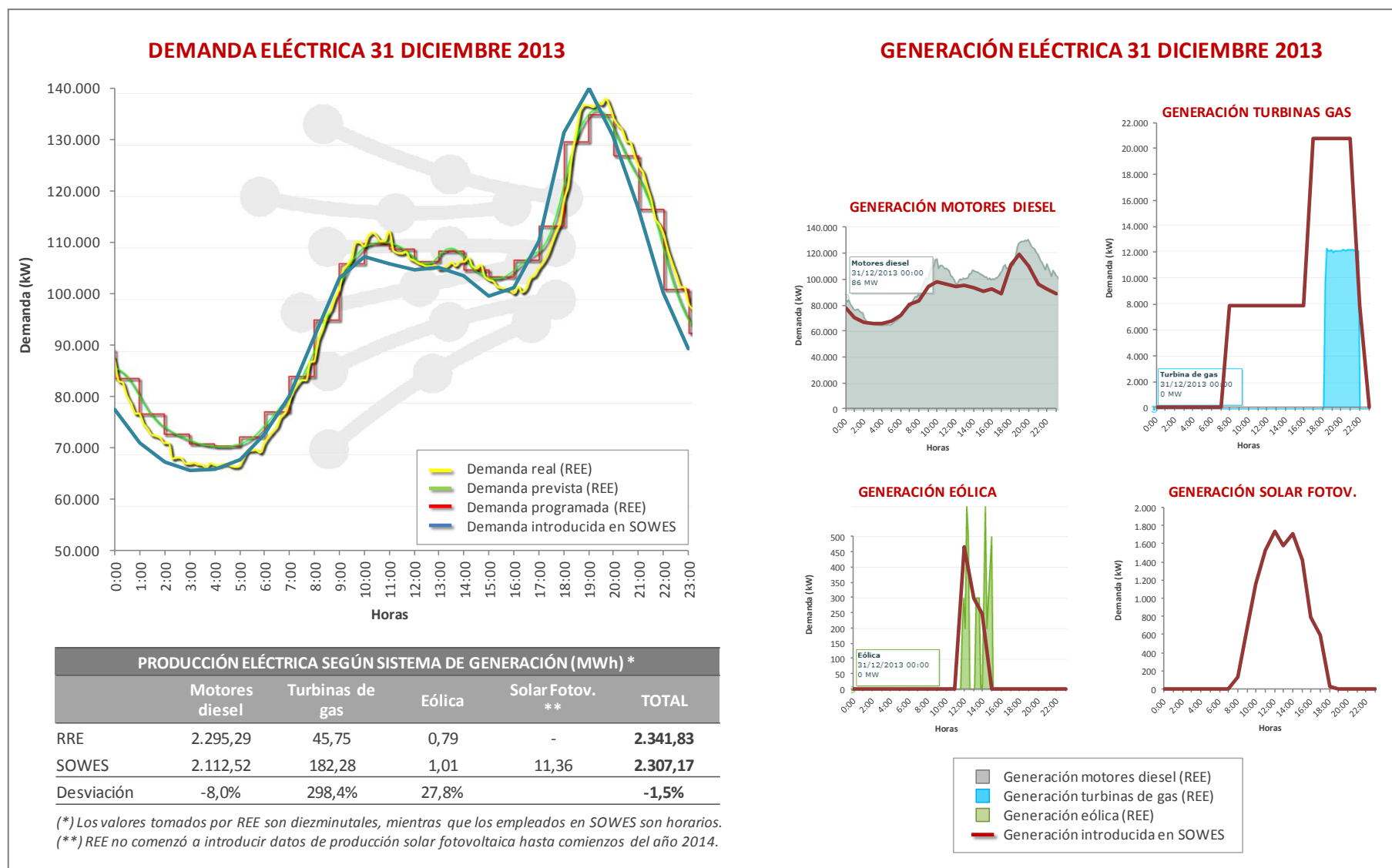


Figura 2.11. Comparativa entre los resultados teóricos (SOWES) y los datos reales (Red Eléctrica) para el día 31 de Diciembre de 2013

COMPARATIVA CON EL SISTEMA REAL A NIVEL ANUAL

Si comparamos los resultados del balance de energía eléctrica obtenido por SOWES respecto al publicado por el Gobierno de Canarias en el anuario energético del año 2013, observamos que la variación máxima entre ambos es del 3,6% asociado a la producción de los grupos diesel.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LANZAROTE (MWh)					
	2013 REAL (REE)		2013 SIMULADO (SOWES)		DESVIACIÓN
RÉGIMEN ORDINARIO					
Turbina Vapor	-		-		
Motor Diesel	782.391		781.137		-0,16%
Turbina Gas	23.471		21.177		-10,83%
Ciclo Combinado	-		-		
Total Régimen Ordinario	805.862		802.314		-0,44%
Consumos en generación	- 66.069	8,20% (pérdidas generación)	- 48.968	6,50% (pérdidas generación)	
RÉGIMEN ESPECIAL					
Eólica	26.452		26.620		
Fotovoltaica	8.002		7.979		
Minihidráulica	-		-		
Biogás (Vertedero Zonzamas)	623		730		
Total Régimen Especial	35.077	4,53% (penetración renovables)	35.329	4,41% (penetración renovables)	0,71%
Consumos en bombeo	-		-		
Saldo Intercambios (import+;expor-)	-		-		
DEMANDA(b.c.)	774.870		788.676		1,75%
Pérdidas en transporte	- 44.541	5,75% (pérdidas transporte)	- 45.349	5,75% (pérdidas transporte)	
CONSUMO FINAL	730.329		743.327		1,75%

Tabla 2.20. Comparativa entre el balance anual de energía eléctrica en Lanzarote, según REE y según SOWES

Si comparamos el consumo de combustible anual estimado por SOWES respecto al publicado por el Gobierno de Canarias en el anuario energético del año 2013 existe una desviación máxima del 16,55%, asociado al consumo de fueloil.

CONSUMO DE COMBUSTIBLES LANZAROTE (t)						
	AÑO 2013 REAL		AÑO 2013 SIMULADO		DESVIACIÓN	
	Fuel	Gasoil	Fuel	Gasoil	Fuel	Gasoil
Grupos Diesel	154.547,00	2.067,00	166.854,00	-	-	-
Turbinas de Gas	-	10.185,00	-	10.224,00	-	-
TOTAL	154.547,00	12.252,00	166.854,00	10.224,00	7,96%	-16,55%

Tabla 2.21. Comparativa entre los consumos de combustible en Lanzarote, según REE y según SOWES

Hay que aclarar que el cálculo del consumo de combustible, a efectos de retribución por parte del estado, se efectúa en base a la curva de rendimiento de un grupo térmico estándar de similares características, no a la curva de rendimiento especificada por el fabricante. En el caso asociado por ejemplo a los grupos diesel 9, 10 y 11 la variación del consumo específico a efectos retributivos frente a la especificada por el fabricante es del 12%.

Si se aplican las curvas de rendimiento especificadas por el fabricante, se obtienen un consumo de combustible más cercano al especificado por el anuario.

GRUPOS DIESEL 9, 10 Y 11				
Modelo	MAN B&W 18 V-48/60 - 4T			
Potencia Bruta (MW)	18,50			
Potencia Neta (MW)	17,60			
CARGA	100%	80%	60%	40%
Consumo espec. bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh) según especificaciones de fabricante	191	192	200	217
Consumo espec. bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh) según efectos retributivos	215	215	225	256
Variación (%)	12,5%	12,0%	12,6%	18,0%

Figura 2.12. Tabla comparativa de los consumos específicos según los rendimientos de carga, para los grupos diesel 9, 10 y 11

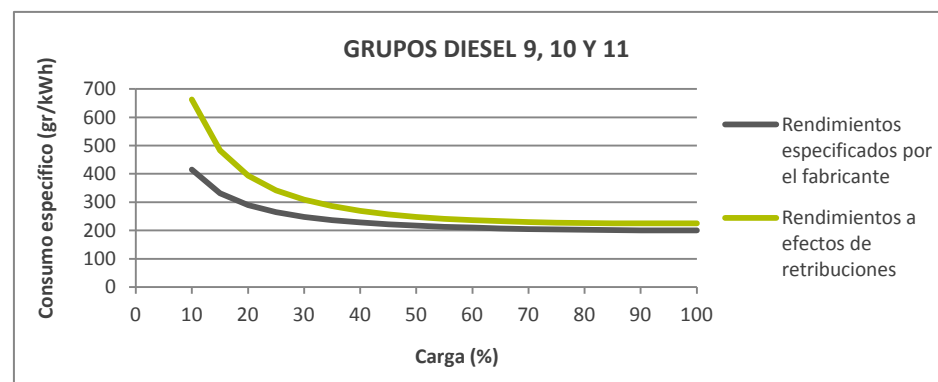


Figura 2.13. Gráfica comparativa de los consumos específicos según los rendimientos de carga, para los grupos diesel 9, 10 y 11

3 SIMULACIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PREVISTO EN EL AÑO 2020

3.1 INTRODUCCIÓN

En este apartado se expondrán los datos de partida empleados y los resultados obtenidos de la simulación del sistema de generación de energía eléctrica previsto para el año 2020.

3.2 DATOS DE PARTIDA. TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

A continuación se detallan los datos de partida que se han empleado para efectuar la simulación del sistema de generación de energía eléctrica en Lanzarote en el año 2020, habiendo tenido en cuenta:

- El sistema de generación de energía eléctrica previsto en el año 2020: Central Térmica, Parques Eólicos y Solares Fotovoltaicos, Planta de Biogás de Zonzamas.
- La previsión de la demanda horaria de energía eléctrica en el año 2020.
- El marco regulatorio, normativo y económico, que establece las consignas de operación de los diferentes equipos de generación y los costes asociados a la generación.

3.2.1 EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PREVISTO PARA EL AÑO 2020

PARQUES EÓLICOS

A la hora de simular la **situación prevista para el año 2020**, se han considerado en el estudio todos los parques eólicos previstos para instalar antes de ese mismo año además de considerar que seguirán operativos los parques ya existentes. La inversión, gastos fijos y variables y la vida útil coinciden para todos los modelos.

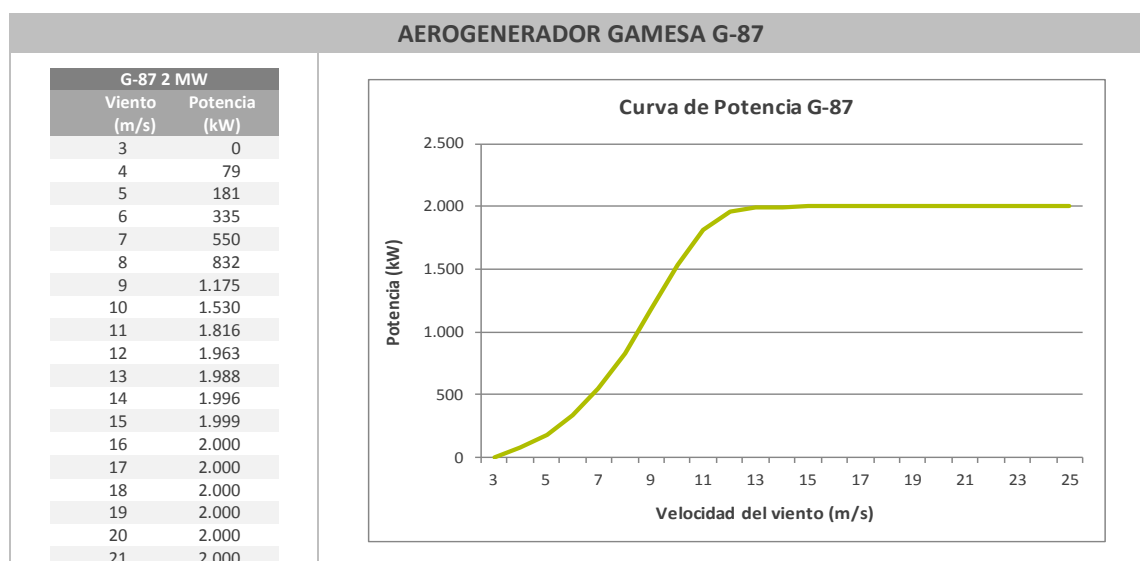
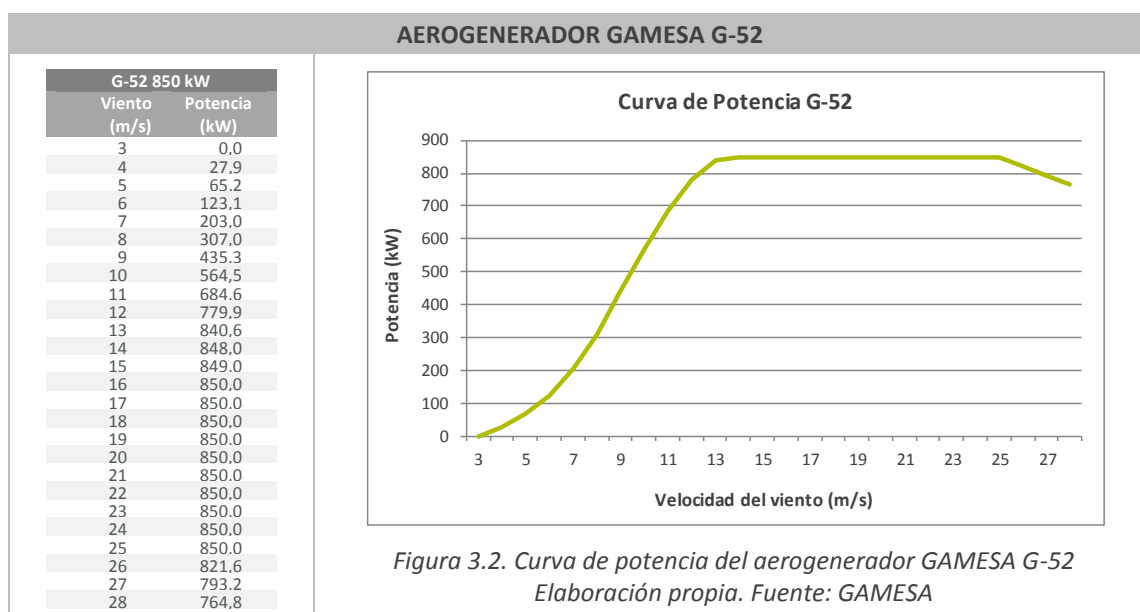


Figura 3.1. Localización de los parques eólicos previstos para el año 2020
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

EQUIPOS DE GENERACIÓN EÓLICA (SIT. PREVISTA 2020)							
Modelo	Parque eólico	Núm. aerog.	P. Unitaria (kW)	P. Total (kW)	Altura Buje (m)	Año puesta en servicio	Vida Útil (años)
G-52 (instalado)	Los Valles	9	850	7.650	55	2006	25
E-70	Punta Grande	2	2.300	4.600	64	2018	25
G-52 (ampliación)	Los Valles	1	850	850	55	2018	25
G-87	Punta los Vientos	6	2.000	12.000	67	2018	25
E-70	Teguise	4	2.300	9.200	64	2018	25
E-70	Arrecife	4	2.300	9.200	64	2019	25
E-70	San Bartolomé	4	2.300	9.200	64	2020	25
TOTAL				52.700			

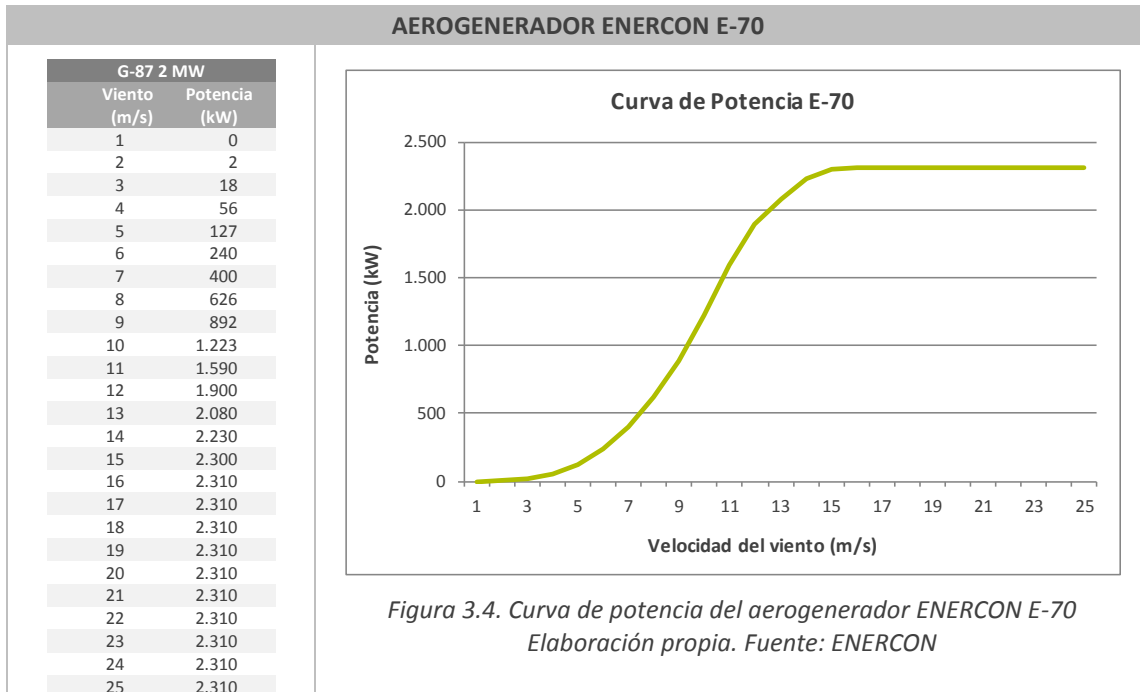
Tabla 3.1. Datos técnicos y económicos de los equipos de generación eólica empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

A continuación se presentan las curvas de potencia de los aerogeneradores previstos que estén instalados en el año 2020:



22	2.000
23	2.000
24	2.000

Figura 3.3. Curva de potencia del aerogenerador GAMESA G-87
Elaboración propia. Fuente: GAMESA



Datos de viento empleados para la simulación

Al no tener datos reales de velocidades de viento en los emplazamientos de los parques eólicos de la isla, se le asignarán a cada uno de ellos los datos de la estación anemométrica más cercana, tal y como se indica en la siguiente tabla:

PARQUES EÓLICOS Y TORRES ANEMOMÉTRICAS		
PARQUE EÓLICO		TORRE ANEMOMÉTRICA DE REFERENCIA
NOMBRE	UTM (E, N)	
Los Valles	645664 , 3219130	Los Valles
Punta los Vientos	643989 , 3209742	Punta de Los Vientos (Estimado)
Punta Grande	644490 , 3206600	Inalsa
Teguise	638442 , 3209634	Media entre Los Valles y Punta de los Vientos (Estimado)
Arrecife	637611 , 3209166	Estación Los Valles
San Bartolomé	637307 , 3209305	Estación Los Valles

Tabla 3.2. Parques eólicos y sus torres anemométricas de referencia para realizar el estudio
Elaboración propia. Fuente: Varias



Figura 3.5. Parques eólicos y sus torres anemométricas de referencia para realizar el estudio
Elaboración propia. Fuente: Varias

■ INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

Para definir los equipos de generación fotovoltaica que estarán activos en el año 2020, se han considerado las instalaciones solares fotovoltaicas existentes en la actualidad, nuevas instalaciones fotovoltaicas distribuidas por toda la isla y una instalación fotovoltaica de 1,9 MW de potencia, que se ubicará en la Balsa Maneje, en Arrecife.

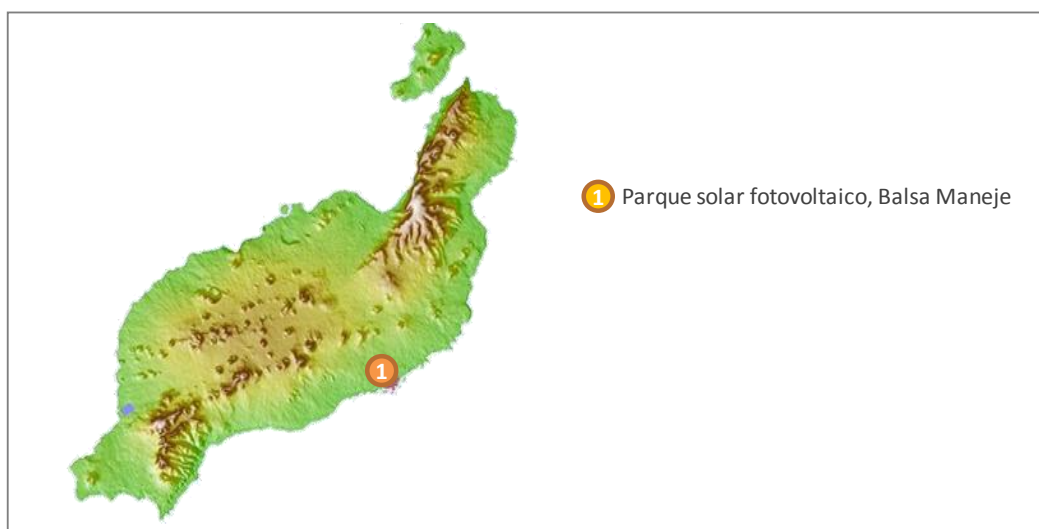


Figura 3.6. Localización del nuevo parque solar fotovoltaico previsto
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

EQUIPOS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA (SIT. PREVISTA 2020)				
Modelo	Potencia Instalada (kWp)	Rendimiento Instalación	Año puesta en servicio	Vida Útil (años)
SFV-Anterior2013	7.700,0	85%	2007	25
SFV Balsa Maneje	1.912,0	85%	2018	25
SFV Autoconsumo	3.000,0	85%	2018	25
TOTAL	12.612,0			

Tabla 3.3. Datos técnicos y económicos de los equipos de generación fotovoltaica empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

Radiación solar empleada para la simulación

En el presente estudio se ha definido como media anual de irradiación solar, los datos horarios de la estación agroclimática de La Granja del año 2013, por ser la que más se asemeja a la media ponderada definida por el CIEMAT, y por encontrarse en una ubicación media de radiación solar con respecto al resto de la isla:

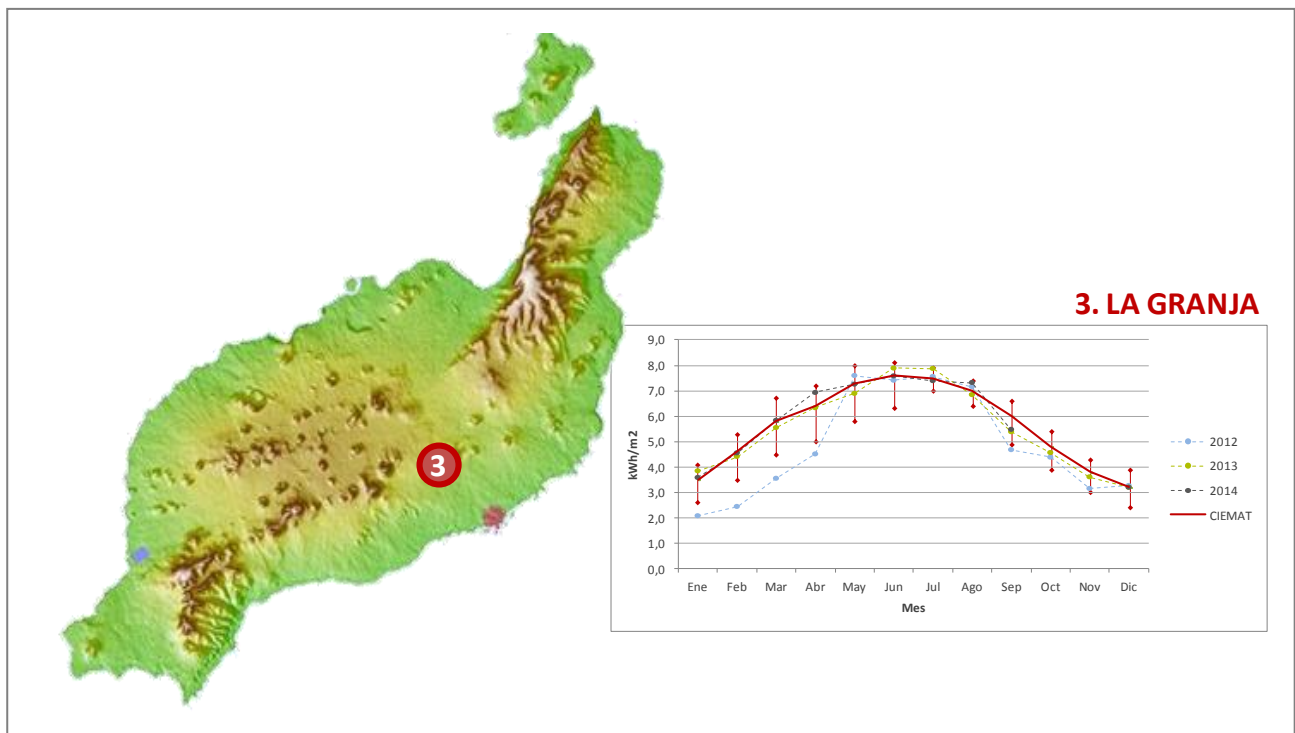


Figura 3.7. Curvas anuales de irradiación solar en la zona La Granja
Elaboración propia. Fuente: CIEMAT. AEMET. Datos Agroclimáticos del Gobierno de Canarias

CENTRAL TÉRMICA

Para realizar las simulaciones se han empleado los grupos diesel y las turbinas de gas que estarán activos en el año 2018, sustituyendo el grupo térmico 1, por finalización de su vida útil, por un nuevo grupo térmico, el 11. La ubicación de todos estos equipos térmicos es en la Central Térmica de Punta Grande, en Arrecife, tal y como muestra la figura siguiente:



Figura 3.8. Localización de los grupos térmicos dentro de la Central Térmica Punta Grande
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

A continuación se muestran los datos técnicos y económicos de estos grupos térmicos:

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. PREVISTA 2020) - DATOS TÉCNICOS							
GRUPO TÉRMICO	MODELO	POTENCIA NETA (MWe)	RENDIMIENTOS/CARGA *				CONSUMO ESPEC. NETO (gr/kWhe) CARGA 100%
			100%	80%	60%	40%	
Diesel 7	MAN B&W	17,20	39%	39%	37%	32%	225
Diesel 8	MAN B&W	17,20	39%	39%	37%	32%	225
Diesel 9	MAN B&W	17,60	39%	39%	37%	32%	226
Diesel 10	MAN B&W	17,60	39%	39%	37%	32%	226
Diesel 11	MAN B&W	17,60	39%	39%	37%	32%	226
Diesel 4	MAN B&W	12,85	42%	41%	40%	37%	209
Diesel 5	MAN B&W	12,85	42%	41%	40%	37%	209
Diesel 6	Sulzer	20,51	42%	41%	39%	35%	210
Gas 2	GE	32,34	27%	25%	23%	19%	306
Gas 1	GE	19,60	23%	21%	19%	16%	365
TOTAL		185,35					

(*) Rendimientos a efectos retributivos

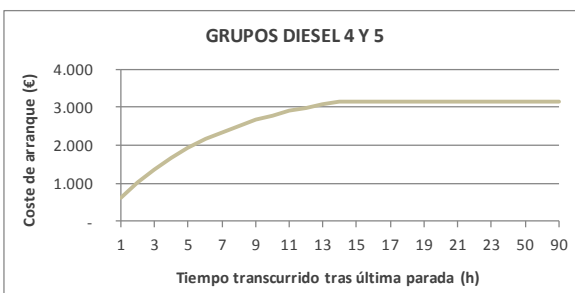
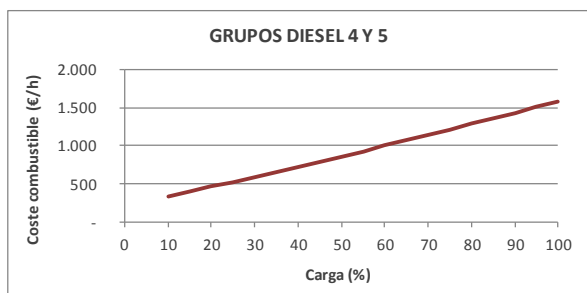
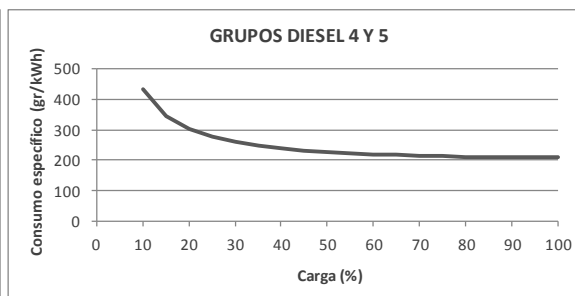
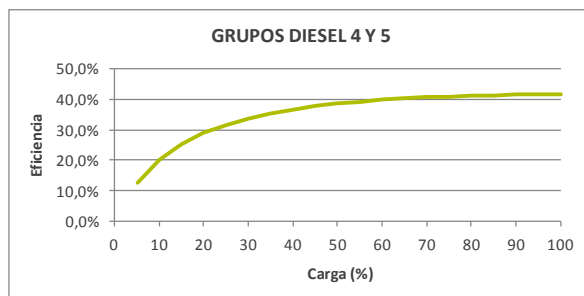
Tabla 3.4. Datos técnicos de los equipos de generación térmica empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. PREVISTA 2020) - DATOS ECONÓMICOS				
GRUPO TÉRMICO	MODELO	GASTOS FIJOS		VALORES UNITARIOS O&M VARIABLES (€/MWh)
		RETRIBUCIÓN POR INVERSIÓN (€)	VALORES UNITARIOS O&M FIJOS (€/MW)	
Diesel 7	MAN B&W	1.183.004	77.931	20,97
Diesel 8	MAN B&W	1.196.311	77.931	20,97
Diesel 9	MAN B&W	1.809.151	77.931	20,97
Diesel 10	MAN B&W	1.814.742	77.931	20,97
Diesel 11	MAN B&W	2.677.765	77.214	20,8
Diesel 4	MAN B&W	135.277	54.334	11,44
Diesel 5	MAN B&W	124.647	54.334	11,44
Diesel 6	Sulzer	625.597	64.533	11,85
Gas 2	GE	531.935	22.258	23,12
Gas 1	GE	30.243	32.249	33,83

Tabla 3.5. Datos económicos de los equipos de generación térmica empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

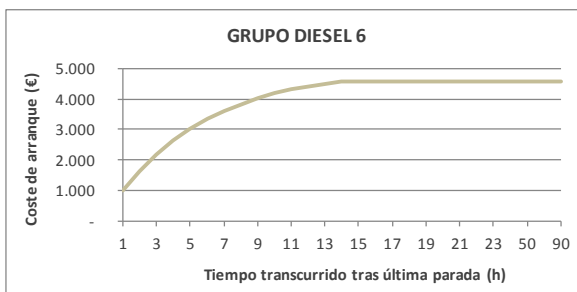
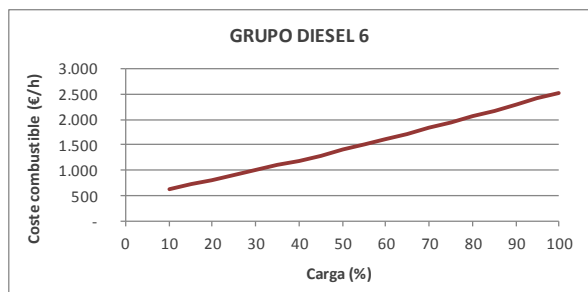
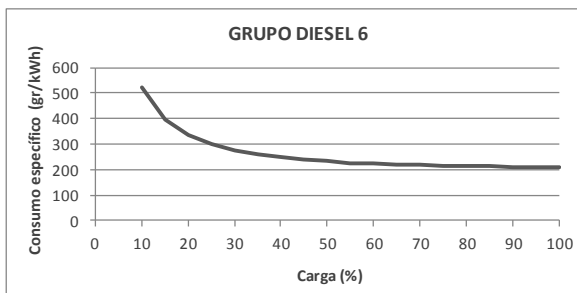
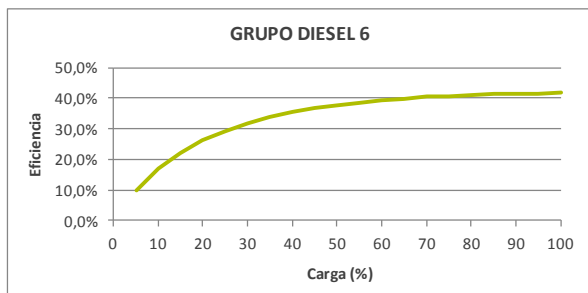
A continuación se presentan los datos técnicos y económicos detallados de los sistemas especificados en las tablas anteriores, las curvas de eficiencia y de consumo específico de cada uno de ellos, así como los costes según la carga del grupo y los costes de arranque:

GRUPO DIESEL 4 Y 5 (10 L67 GBES - 2T)				
Potencia bruta (MW)	15,50			
Potencia Neta (MW)	12,85			
CARGA	100%	80%	60%	40%
Consumo específico neto (kJ/kWh)	8.622	8.744	9.051	9.823
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	173	176	182	197
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	209	212	219	238
Rendimiento neto (%)	42%	41%	40%	37%



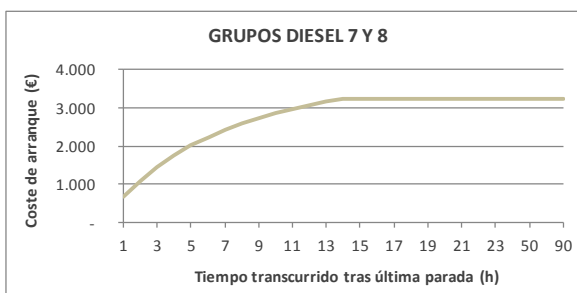
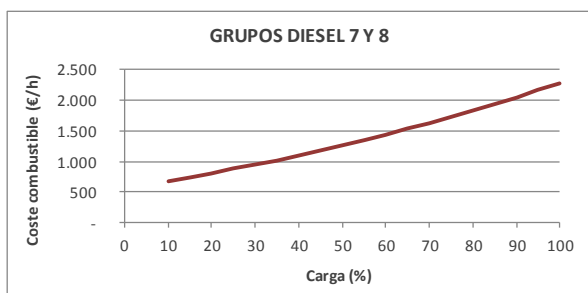
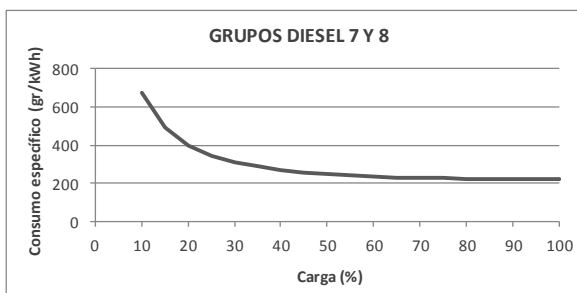
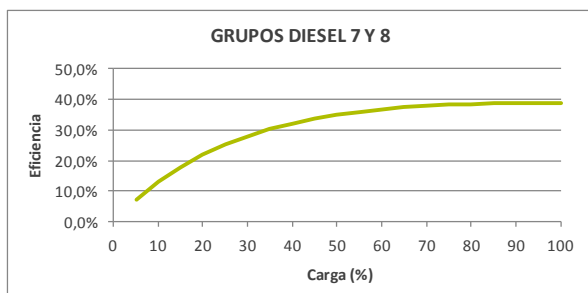
GRUPO DIESEL 6 (9 RTA76 - 2T)

Potencia bruta (MW)	24,00			
Potencia Neta (MW)	20,51			
CARGA	100%	80%	60%	40%
Consumo específico neto (kJ/kWh)	8.650	8.776	9.162	10.195
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	179	182	190	211
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	210	213	222	247
Rendimiento neto (%)	42%	41%	39%	35%



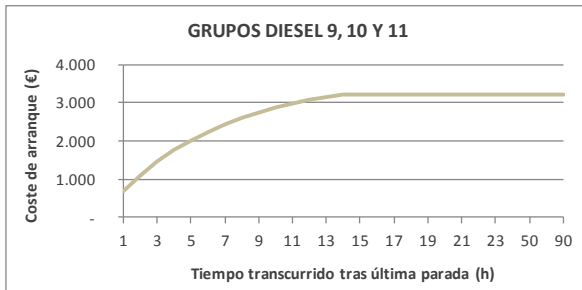
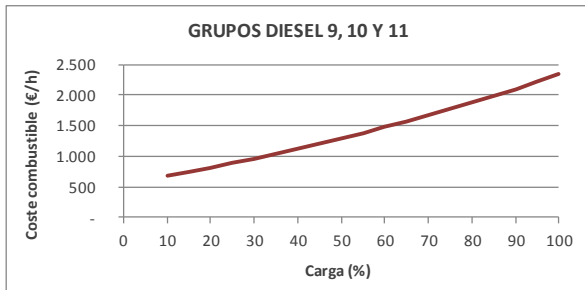
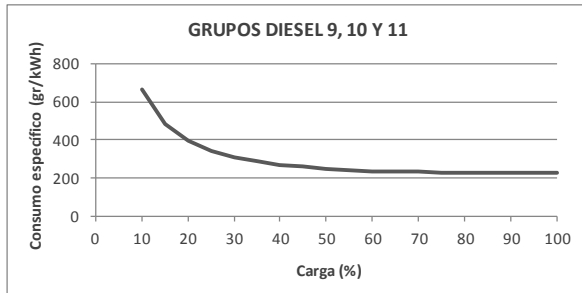
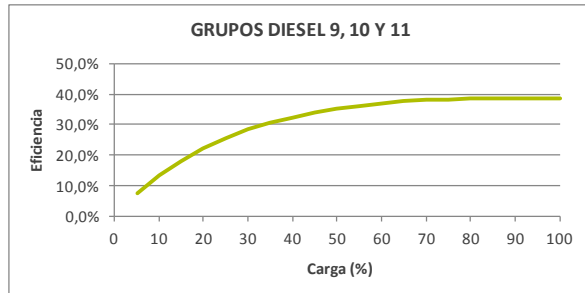
GRUPO DIESEL 7 Y 8 (MAN B&W 18 V-48/60 - 4T)

Potencia bruta (MW)	18,40			
Potencia Neta (MW)	17,20			
CARGA	100%	80%	60%	40%
Consumo específico neto (kJ/kWh)	9.278	9.339	9.788	11.207
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	210	212	222	254
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	225	226	237	272
Rendimiento neto (%)	39%	39%	37%	32%



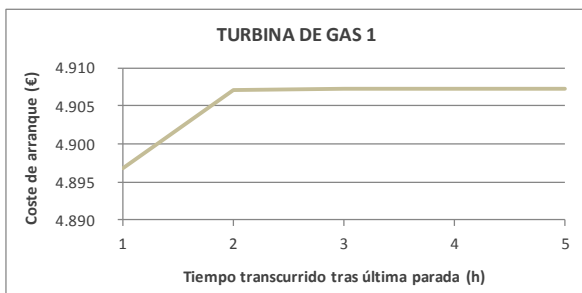
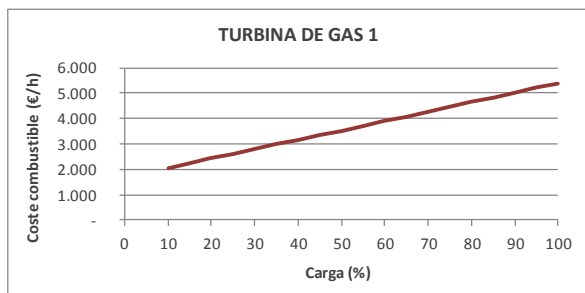
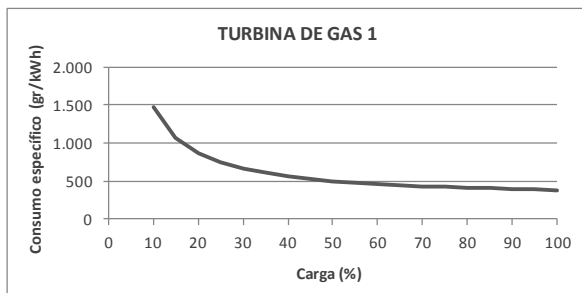
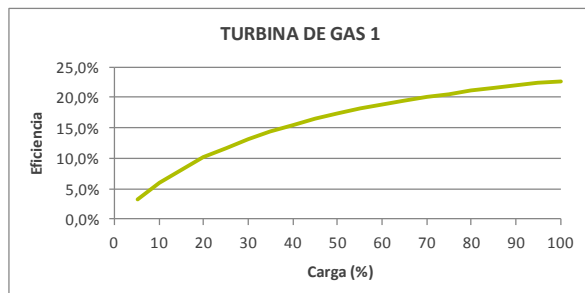
GRUPO DIESEL 9, 10 Y 11 (MAN B&W 18 V-48/60 - 4T)

Potencia bruta (MW)	18,50			
Potencia Neta (MW)	17,60			
CARGA	100%	80%	60%	40%
Consumo específico neto (kJ/kWh)	9.307	9.339	9.750	11.107
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	215	215	225	256
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	226	226	236	269
Rendimiento neto (%)	39%	39%	37%	32%

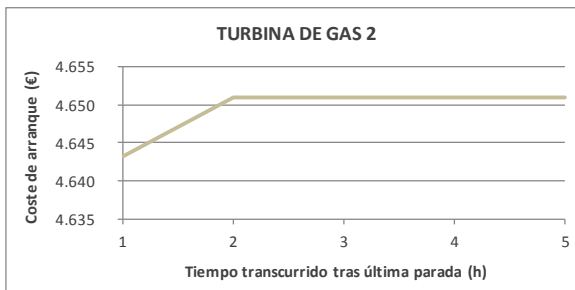
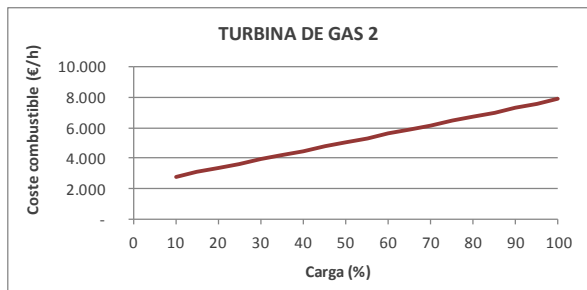
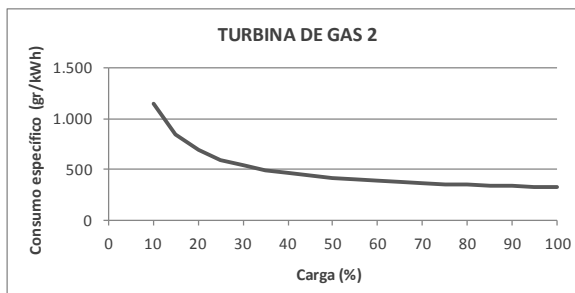
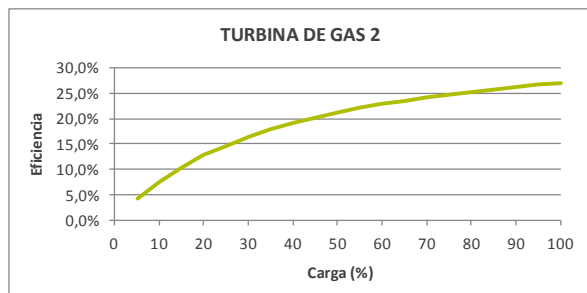


TURBINA DE GAS 1 (Frame5 - GE)

Potencia bruta (MW)	25,00			
Potencia Neta (MW)	19,60			
CARGA	100%	80%	60%	40%
Consumo específico neto (kJ/kWh)	15.859	17.057	19.087	23.201
Consumo específico bruto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	286	308	345	419
Consumo específico neto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	365	393	439	534
Rendimiento neto (%)	23%	21%	19%	16%



TURBINA DE GAS 2 (Frame6 - GE)				
Potencia bruta (MW)	37,50			
Potencia Neta (MW)	32,34			
CARGA	100%	80%	60%	40%
Consumo específico neto (kJ/kWh)	13.305	14.219	15.766	18.897
Consumo específico bruto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	264	282	313	375
Consumo específico neto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	306	327	363	435
Rendimiento neto (%)	27%	25%	23%	19%



Combustibles empleados y valores del poder calorífico inferior (PCI)

Se van a utilizar los combustibles que actualmente se están empleando en la central térmica, fueloil BIA 0,73% para los grupos diesel y gasoil para las turbinas de gas.

Para definir los precios se ha tomado como referencia los datos publicados en el BOE en la *Resolución de 9 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles de los años 2012, 2013 y 2014 distintos del gas natural a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales del primer semestre de 2015 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

El incremento interanual del precio de estos combustibles en el periodo 2009-2015 ha sido de un 2,18% para el fueloil BIA 0,73%, y de un 4,68% para el gasoil, alcanzando el precio máximo en el año 2012. En este estudio se tomará como referencia para el año 2020 el precio máximo alcanzado en dicho periodo, considerada la situación más desfavorable que se podría producir, equivalente a considerar que el precio del barril del petróleo volviera a alcanzar los 100\$/barril. En un análisis de sensibilidad posterior se ha evaluado la influencia de la variación del precio del combustible en los costes de generación.

AÑO	PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES (€/t)									
	Fueloil BIA 1%		Fueloil BIA 0,3%		Fueloil BIA 0,73%		Gasoil		Dieseloil	
	Precio	Δ anual	Precio	Δ anual	Precio	Δ anual	Precio	Δ anual	Precio	Δ anual
2009	302,22		392,37		348,38		441,395		469,2	
2010	403,75	33,6%	475,87	21,3%	468,59	34,5%	585,33	32,6%	593,73	26,5%
2011	505,27	25,1%	559,36	17,5%	588,8	25,7%	729,27	24,6%	718,25	21,0%
2012	556,69	10,2%	592,75	6,0%	633,91	7,7%	783,53	7,4%	759,83	5,8%
2013	495,9	-10,9%	531,67	-10,3%	572,3	-9,7%	734,92	-6,2%	711,89	-6,3%
2014	455,52	-8,1%	490,93	-7,7%	522,98	-8,6%	670,55	-8,8%	650,08	-8,7%
2015	305,83	-32,9%	341,24	-30,5%	332,67	-36,4%	525,82	-21,6%	505,94	-22,2%
2016	344,98	12,8%	386,80	13,4%	378,25	13,7%	569,46	8,3%	548,44	8,4%
2017	389,13	12,8%	438,43	13,4%	430,07	13,7%	616,73	8,3%	594,51	8,4%
2018	438,94	12,8%	496,96	13,4%	488,98	13,7%	667,92	8,3%	644,45	8,4%
2019	495,13	12,8%	563,31	13,4%	555,98	13,7%	723,35	8,3%	698,58	8,4%
2020	556,69	12,8%	592,75	13,4%	633,91	13,7%	783,53	8,3%	759,83	8,4%

Tabla 3.6. Evolución del precio de los combustibles en el periodo 2009-2015 y previsión en el periodo 2016-2020
Elaboración propia. Fuente: Normativa

Finalmente, el precio de los combustibles que se va a emplear para el estudio en el año 2020, son los indicados en la siguiente tabla:

PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES ESTIMADOS PARA EL AÑO 2020 (€/t)		
Combustible	Equipo de Generación	Precio Estimado (€/t)
Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel	633,91
Gasoil	Turbinas de gas	783,53

Tabla 3.7. Datos técnicos y económicos de los combustibles empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

Los valores del poder calorífico inferior (PCI) de los combustibles son los adoptados por normativa:

PCI (te/t)				
Fueloil BIA 1%	Fueloil BIA 0,3%	Fueloil BIA 0,73%	Gasoil	Dieseloil
9.850	9.850	9.850	10.373	10.140

Tabla 3.8. Valores del poder calorífico inferior (PCI) de los combustibles
Elaboración propia. Fuente: Normativa

PLANTA DE BIOMETANIZACIÓN

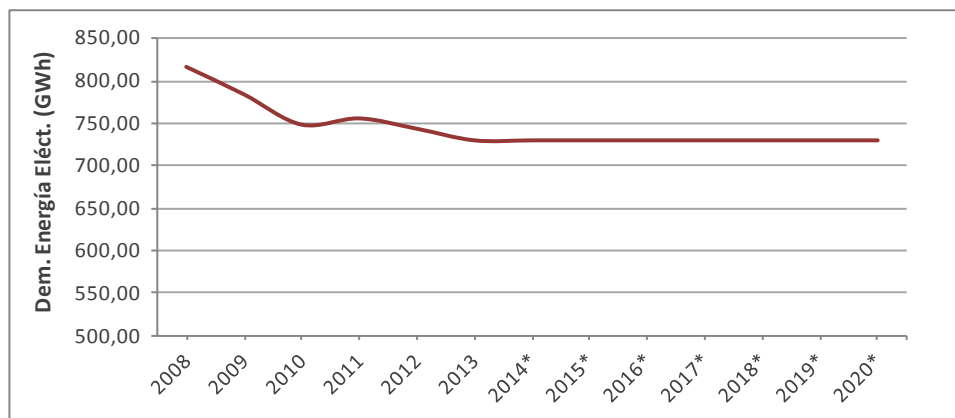
Los datos de la planta de biometanización empleados en las simulaciones se muestran en la siguiente tabla:

INSTALACIÓN	GENERADORES	POTENCIA UNITARIA (kW)	POTENCIA TOTAL (kW)	CAPACIDAD (t/año)	INVERSIÓN EN EQUIPAMIENTO (€)	COSTES O&M FIJOS (€/MW)	COSTES O&M VARIABLES (€/MWh)
Complejo Ambiental de Zonzamas	2	1.000	2.000	36.000	0,00	77.214	20,80

Tabla 3.9. Datos técnicos y económicos de la planta de biometanización empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias. Cabildo de Lanzarote

3.2.2 LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA HORARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AÑO 2020

Aunque la demanda de energía eléctrica ha experimentado durante el periodo 2008-2013 un decremento interanual aproximado de un 2,1%, para la simulación del año 2020 se va a prever que la demanda ha permanecido constante desde el año 2013 hasta el año de estudio en cuestión. En un análisis de sensibilidad posterior se ha evaluado la influencia de la variación de la demanda de energía eléctrica en los costes de generación.



(*) Valores estimados para realizar la simulación

Figura 3.9. Evolución y previsión de la demanda de energía eléctrica durante el periodo 2008-2020 en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

3.2.3 EL MARCO REGULATORIO, NORMATIVO Y ECONÓMICO

El sistema de generación de energía eléctrica de Lanzarote, junto con el de Fuerteventura, se encontrará en el año 2020 dentro del conjunto de sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, antiguamente denominados sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, SEIE, disponiendo de una reglamentación singular como en el año 2013, pero con algunos cambios.

A partir del año 2013, La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que deroga la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, establece los mecanismos que deben ser desarrollados en la reglamentación singular de dichos territorios no peninsulares, destacando con respecto a la anterior ley el fomento de energías renovables cuando sean técnicamente asumibles y supongan una reducción de costes del sistema.

La citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, determina que para el cálculo de la retribución de la actividad de producción en estos sistemas eléctricos con régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares, procediendo a una regulación unificada entre las diferentes tecnologías de generación y abandonando los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial.

En el *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*, se distinguen dos tipos de instalaciones:

- a) Instalaciones tipo A. Dentro de este grupo se incluyen las instalaciones de generación hidroeléctricas no fluyentes y térmicas que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos,

biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica. No se incluirán en este apartado las instalaciones de cogeneración de potencia inferior o igual a 15 MW.

- b) Instalaciones tipo B. Dentro de este grupo se incluyen las instalaciones de generación no incluidas en el párrafo anterior que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia inferior o igual a 15 MW.

Las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos se encuentran actualmente reguladas por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que establece el régimen jurídico y económico para dichas instalaciones, calificándolas en las siguientes categorías:

- a) Productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.
- b) Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de la renovables no fósiles: solar, eólica, etc.
- c) Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en b), que no cumplan con los límites de consumo establecidos e instalaciones que utilicen licores negros.

En este Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se establece un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnologías eólica y solar fotovoltaica y modificaciones de las instalaciones eólicas existentes que se ubiquen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, estableciéndose posteriormente el mecanismo de asignación a través de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

En esta Orden IET/1459/2014, se recalca que el sistema eléctrico Canario supone la mayor parte del sobrecoste de generación de los sistemas no peninsulares y su parque de generación presenta un elevado grado de obsolescencia, donde el 41 por ciento de la potencia efectiva disponible tiene más de 20 años. Asimismo en el sistema canario y en el caso particular eólico, existen abundantes recursos que no han sido explotados por lo que para asegurar la ejecución de instalaciones eólicas en el menor plazo posible, la presente orden agiliza la introducción de energía eólica en el sistema canario, estableciendo para un cupo máximo de 450 MW la excepción de los requisitos referidos al mecanismo de subasta que se especifican en la disposición transitoria duodécima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Aplicando esta normativa a la isla de Lanzarote y en base al *Real Decreto 738/2015, de 31 de julio* y al *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio*, los costes de generación reconocidos serían:

Para la Central Térmica de Punta Grande:

- o Gatos Fijos: Retribución por inversión, Gastos Fijos de O&M
- o Gastos Variables: Gastos Variables de O&M, Gastos de Combustibles, Gastos de Arranque y Derechos de Emisión de CO2

Para las instalaciones eólicas y fotovoltaicas:

- Retribución por inversión, por operación y en casos excepcionales incentivo a la inversión asociado a la contribución a la reducción global del coste de generación del sistema eléctrico.
- A continuación se indican los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia de tecnología fotovoltaica en el periodo 2014-2016 en Lanzarote, en función del año de autorización de explotación definitiva.

PARÁMETROS RETRIBUTIVOS DE LAS INSTALACIONES TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA									
Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Año de autorización de explotación definitiva	Vida útil regulatoria (años)	Valor estándar de la inversión inicial (€/MW)	Nº de horas equivalentes de funcionamiento. (h)	Costes de explotac. (€/Mh)	Nº horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual (h)	Umbral de funcionamiento anual (h)	Retribución a la inversión 2014-2015 (€/MW)	Incentivo a la inversión por reducción de costes de generación (€/MWh)
Tipo I ITR-0013	2014	30	1.556.558	1.750	42,91	1.050	613	122.334	0,00
	2015	30	1.400.903	1.750	42,54	1.050	613	108.341	0,00
	2016	30	1.330.857	1.750	42,65	1.050	613	102.294	0,00
Tipo II ITR-0026	2014	30	1.279.006	1.750	41,14	1.050	613	95.850	0,00
	2015	30	1.215.056	1.750	41,10	1.050	613	90.156	0,00
	2016	30	1.154.303	1.750	41,24	1.050	613	84.954	0,00

- A continuación se indican los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de tecnología eólica en Lanzarote aplicable durante el periodo 2014-2016

PARÁMETROS RETRIBUTIVOS DE LAS INSTALACIONES TIPO DE TECNOLOGÍA EÓLICA									
Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Año de autorización de explotación definitiva	Vida útil regulatoria (años)	Valor estándar de la inversión inicial (€/MW)	Nº de horas equivalentes de funcionamiento. (h)	Costes de explotac. (€/Mh)	Nº horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual (h)	Umbral de funcionamiento anual (h)	Retribución a la inversión 2014-2016 (€/MW)	Incentivo a la inversión por reducción de costes de generación (€/MWh)
IT-03105	2014	20	1.402.000	2.850	30,25	1.425	855	98.622	7,47
IT-03112	2015	20	1.402.000	2.850	30,36	1.425	855	98.491	7,47
IT-03119	2016	20	1.402.000	2.850	30,42	1.425	855	98.675	7,47

En conclusión con estas nuevas normativas se comienza a unificar el modelo económico retributivo de los sistemas eléctricos no peninsulares, tanto para los productores de origen térmico como para los de origen renovable, cubriendo sus costes de generación y garantizándoles una tasa de rentabilidad razonable por las inversiones efectuadas.

3.2.4 ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RECONOCIDOS EN EL AÑO 2020

De cara a evaluar la retribución percibida por los diferentes productores de energía eléctrica en el año 2020, se va a seguir un planteamiento similar a la normativa vigente, con las siguientes premisas:

- Para la Central Térmica de Punta Grande: Se le reconocen los gastos fijos y variables y se establece un valor de rentabilidad razonable del 6,503 % a la inversión (calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los meses de abril, mayo y junio de 2013, incrementado en 200 puntos básicos, tal como indica el *Real Decreto 738/2015*) en el periodo 2015-2020 y considerando que estas condiciones se mantendrán en el año 2020.
- Para las instalaciones eólicas y fotovoltaicas: Se le reconocen los gastos fijos y variables y se establece un valor de rentabilidad razonable del 7,503 % a la inversión (calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los meses de abril, mayo y junio de 2013, incrementado en 300 puntos básicos, tal como indica en Real Decreto 413/2014, de 6 de junio), en el periodo 2015-2020, considerando que estas condiciones se mantendrán en el año 2020.

ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RETRIBUIDOS A LOS GRUPOS TÉRMICOS

La estimación de la retribución económica asociada a los grupos térmicos de la central térmica de punta grande en el año 2020 serán las que se muestran a continuación:

Retribución asignada por gastos fijos

- Retribución por inversión

RETRIBUCIÓN POR INVERSIÓN (€)							
G.TÉRMICO	MODELO	2013	2014*	2015*	2016*	2017*	2020*
Grupo Diesel 2	14v40/45 - 4T	-	-	-	-	-	-
Grupo Diesel 3	14v40/45 - 4T	-	-	-	-	-	-
Grupo Diesel 4	10 L67 GBES - 2 T	768.000	354.891	-	-	-	-
Grupo Diesel 5	10 L67 GBES - 2 T	749.000	231.118	-	-	-	-
Grupo Diesel 6	9 RTA76 - 2 T	1.919.000	1.750.637	1.645.481	1.554.205	974.858	-
Grupo Diesel 7	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	2.101.000	1.872.783	1.773.118	1.708.510	1.643.902	1.450.079
Grupo Diesel 8	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	2.130.000	1.898.558	1.797.444	1.731.750	1.666.057	1.468.976
Grupo Diesel 9	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	2.924.000	2.598.044	2.464.154	2.385.788	2.307.423	2.072.326
Grupo Diesel 10	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	2.974.000	2.642.245	2.506.158	2.426.668	2.347.177	2.108.705
Grupo Diesel 11	-	-	-	2.157.876	3.204.284	3.123.560	2.881.388
Turbina Gas 1	Frame5 – GE	107.000	-	-	-	-	-
Turbina Gas 2	Frame6 – GE	967.000	870.280	821.961	786.776	751.591	646.035
Tasa Financiera Aplicada		7,90%	6,78%	6,51%	6,51%	6,51%	6,51%

(*) Valores estimados

Tabla 3.10. Retribución por inversión
Elaboración propia. Fuente: Normativa

- Retribución por O&M fijos

RETRIBUCIÓN POR COSTES DE O&M FIJOS (€/MW)							
G. TÉRMICO	MODELO	2013	2014*	2015*	2016*	2017*	2020*
Grupo Diesel 2	14v40/45 - 4T	118.490	117.400	117.400	117.400	117.400	117.400
Grupo Diesel 3	14v40/45 - 4T	118.490	117.400	117.400	117.400	117.400	117.400
Grupo Diesel 4	10 L67 GBES - 2 T	54.334	53.834	53.834	53.834	53.834	53.834
Grupo Diesel 5	10 L67 GBES - 2 T	54.334	53.834	53.834	53.834	53.834	53.834
Grupo Diesel 6	9 RTA76 - 2 T	64.533	63.939	63.939	63.939	63.939	63.939
Grupo Diesel 7	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	77.931	77.214	77.214	77.214	77.214	77.214
Grupo Diesel 8	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	77.931	77.214	77.214	77.214	77.214	77.214
Grupo Diesel 9	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	77.931	77.214	77.214	77.214	77.214	77.214
Grupo Diesel 10	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	77.931	77.214	77.214	77.214	77.214	77.214
Grupo Diesel 11	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	-	-	77.214	77.214	77.214	77.214
Turbina Gas 1	Frame5 - GE	32.249	31.952	31.952	31.952	31.952	31.952
Turbina Gas 2	Frame6 - GE	22.258	22.054	22.054	22.054	22.054	22.054

(*) Valores estimados

Tabla 3.11. Retribución por costes de O&M fijos
Elaboración propia. Fuente: Normativa

Retribución asignada por gastos variables

RETRIBUCIÓN POR COSTES DE COMBUSTIBLE AL 100% DE LA CARGA (€/h)							
G. TÉRMICO	COMBUSTIBLE	2013	2014	2015*	2016*	2017*	2020*
Grupo Diesel 2	Fueloil BIA 0,73%	964,90	881,76	908,21	935,45	963,52	1.068,79
Grupo Diesel 3	Fueloil BIA 0,73%	964,90	881,76	908,21	935,45	963,52	1.068,79
Grupo Diesel 4	Fueloil BIA 0,73%	1.537,43	1.404,94	1.447,09	1.490,51	1.535,22	1.702,95
Grupo Diesel 5	Fueloil BIA 0,73%	1.537,43	1.404,94	1.447,09	1.490,51	1.535,22	1.702,95
Grupo Diesel 6	Fueloil BIA 0,73%	2.461,83	2.249,70	2.317,19	2.386,70	2.458,30	2.726,88
Grupo Diesel 7	Fueloil BIA 0,73%	2.214,43	2.023,61	2.084,32	2.146,85	2.211,26	2.452,85
Grupo Diesel 8	Fueloil BIA 0,73%	2.214,43	2.023,61	2.084,32	2.146,85	2.211,26	2.452,85
Grupo Diesel 9	Fueloil BIA 0,73%	2.273,19	2.077,31	2.139,63	2.203,81	2.269,93	2.517,93
Grupo Diesel 10	Fueloil BIA 0,73%	2.273,19	2.077,31	2.139,63	2.203,81	2.269,93	2.517,93
Grupo Diesel 11	Fueloil BIA 0,73%	2.273,19	2.077,31	2.139,63	2.203,81	2.269,93	2.517,93
Turbina Gas 1	Gasoil	5.260,16	4.799,40	4.943,38	5.091,68	5.244,43	5.608,05
Turbina Gas 2	Gasoil	7.667,93	6.996,26	7.206,15	7.422,34	7.645,01	8.175,06

(*) Valores estimados

Tabla 3.12. Retribución asignada por coste de combustible
Elaboración propia. Fuente: Normativa

RETRIBUCIÓN POR COSTES DE ARRANQUE (€/arranque) – AÑO 2020				
GRUPO TÉRMICO	MODELO	TIEMPO TRANSCURRIDO TRAS ÚLTIMA PARADA (h)		
		1	10	14
Grupo Diesel 2	14v40/45 - 4T	310,39	970,97	1.064,12
Grupo Diesel 3	14v40/45 - 4T	310,39	970,97	1.064,12
Grupo Diesel 4	10 L67 GBES - 2 T	603,05	2.792,81	3.142,93
Grupo Diesel 5	10 L67 GBES - 2 T	603,05	2.792,81	3.142,93
Grupo Diesel 6	9 RTA76 - 2 T	989,82	4.178,21	4.580,06
Grupo Diesel 7	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	681,80	2.871,57	3.221,68
Grupo Diesel 8	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	681,80	2.871,57	3.221,68
Grupo Diesel 9	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	681,80	2.871,57	3.221,68
Grupo Diesel 10	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	681,80	2.871,57	3.221,68
Grupo Diesel 11	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	681,80	2.871,57	3.221,68
Turbina Gas 1	Frame5 - GE	4.896,86	4.907,20	4.907,20
Turbina Gas 2	Frame6 - GE	4.643,24	4.651,02	4.651,02

(*) Valores estimados

Tabla 3.13. Retribución por costes de arranque
Elaboración propia. Fuente: Normativa

RETRIBUCIÓN POR COSTES DE O&M VARIABLES (€/MWh)							
G. TÉRMICO	MODELO	2013	2014*	2015*	2016*	2017*	2020*
Grupo Diesel 2	14v40/45 - 4T	29,28	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04
Grupo Diesel 3	14v40/45 - 4T	29,28	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04
Grupo Diesel 4	10 L67 GBES - 2 T	11,44	11,35	11,35	11,35	11,35	11,35
Grupo Diesel 5	10 L67 GBES - 2 T	11,44	11,35	11,35	11,35	11,35	11,35
Grupo Diesel 6	9 RTA76 - 2 T	11,85	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75
Grupo Diesel 7	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	20,97	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
Grupo Diesel 8	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	20,97	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
Grupo Diesel 9	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	20,97	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
Grupo Diesel 10	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	20,97	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
Grupo Diesel 11	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	20,97	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
Turbina Gas 1	Frame5 - GE	33,83	33,56	33,56	33,56	33,56	33,56
Turbina Gas 2	Frame6 - GE	23,12	22,93	22,93	22,93	22,93	22,93

(*) Valores estimados

Tabla 3.14. Retribución por costes de O&M variables
Elaboración propia. Fuente: Normativa

Retribución por costes de derechos de emisión de CO₂

Se ha establecido como base para calcular el precio de los derechos de emisión de liquidación, expresado en €/tCO₂, la media del precio diario de las subastas de dichos derechos en el mercado, publicadas en la plataforma común transitoria adjudicada a la entidad alemana EEX (European Energy Exchange) en el año 2014, cuyo valor fue de 5,42 €/tCO₂. En el año 2020 se estima que se incrementará, pero para efectuar la simulación se ha mantenido en un valor similar al del año 2013, estimado en 4,19 €/tCO₂ y en un análisis de sensibilidad posterior se ha evaluado la influencia que tiene el incremento de este precio sobre los costes de generación.

Para calcular los factores de emisión, el proyecto real decreto indica que se empleen los especificados en el apartado 4.a del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, 2008-2012, aprobado por Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, o norma que lo sustituya.

FACTORES DE EMISIÓN	
f _{ic} (Motores Diesel)	0,62 tCO ₂ /MWh
f _{ic} (Turbina de Gas (Gasóleo))	1,10 tCO ₂ /MWh

Tabla 3.15. Factores de emisión de los distintos combustibles
Elaboración propia. Fuente: Normativa

ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RETRIBUIDOS A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En cuanto a la estimación de la retribución económica asociada a los parques eólicos y solares fotovoltaicos en el año 2020, se ha simplificado el cálculo retributivo respecto al indicado en la normativa actual vigente dado que se encuentra en continuo cambio, considerando las siguientes retribuciones:

- Reconocimiento de los costes de inversión (según valor de mercado) con una tasa financiera del 7,503% en el periodo 2014-2017, considerando que estas condiciones se mantendrán en el año 2020.

RETRIBUCIÓN POR INVERSIÓN (€)						
INSTALACIÓN RENOVABLE	2013*	2014*	2015*	2016*	2017*	2020*
PARQUES EÓLICOS						
Montaña La Mina	54.000	66.166	62.110	58.055	-	-
Los Valles	342.108	778.877	753.184	727.492	701.800	624.723
Los Valles_ampliación	-	-	-	-	-	103.637
Punta Los Vientos	-	-	-	-	-	1.570.925
Punta Grande (C. Térmica)	-	-	-	-	-	630.407
San Bartolomé	-	-	-	-	-	1.171.725
Arrecife	-	-	-	-	-	1.204.375
Teguise	-	-	-	-	-	1.151.852
INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS						
Solar Fotovoltaica 2007	154.709	363.844	352.22	340.607	328.988	294.133
Solar Fotovoltaica 2008	495.170	1.201.728	1.164.540	1.127.353	1.090.166	978.605
Solar Fotovoltaica 2009	139.155	348.166	337.716	327.265	316.815	285.463
Solar Fotovoltaica 2010	126.695	326.506	316.991	307.477	297.962	269.418
Solar Fotovoltaica 2011	166.068	440.448	427.976	415.504	403.032	365.617
Solar Fotovoltaica 2012	86.012	234.580	228.121	221.661	215.202	195.824
SFV Balsa Maneje	-	-	-	-	-	187.725
SFV Autoconsumo	-	-	-	-	-	785.462
Tasa Financiera Aplicada	0,00%	7,51%	7,51%	7,51%	7,51%	7,51%

(*) Valores estimados

Tabla 3.16. Retribución por inversión
Elaboración propia. Fuente: Normativa

- Reconocimiento de los costes de O&M (según valor de mercado)

Con esta simplificación la previsión de los costes en el periodo 2014-2020 sería:

RETRIBUCIÓN POR COSTES DE O&M FIJOS (€/MW)						
INSTALACIÓN RENOVABLE	2013*	2014*	2015*	2016*	2017*	2020*
PARQUES EÓLICOS						
Montaña La Mina	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820
Los Valles	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820
Los Valles_ampliación	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820
Punta Los Vientos	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820
Punta Grande (C. Térmica)	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820
San Bartolomé	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820
Arrecife	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820
Teguise	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820
INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS						
Solar Fotovoltaica 2007	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
Solar Fotovoltaica 2008	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
Solar Fotovoltaica 2009	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
Solar Fotovoltaica 2010	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
Solar Fotovoltaica 2011	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
Solar Fotovoltaica 2012	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
SFV Balsa Maneje	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
SFV Autoconsumo	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000

(*) Valores estimados

Tabla 3.17. Retribución por costes de O&M fijos
Elaboración propia. Fuente: Normativa

RETRIBUCIÓN POR COSTES DE O&M VARIABLES (€/MW)						
INSTALACIÓN RENOVABLE	2013*	2014*	2015*	2016*	2017*	2020*
PARQUES EÓLICOS						
Montaña La Mina	10	10	10	10	10	10
Los Valles	10	10	10	10	10	10
Los Valles_ampliación	10	10	10	10	10	10
Punta Los Vientos	10	10	10	10	10	10
Punta Grande (C. Térmica)	10	10	10	10	10	10
San Bartolomé	10	10	10	10	10	10
Arrecife	10	10	10	10	10	10
Teguise	10	10	10	10	10	10
INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS						
Solar Fotovoltaica 2007	0	0	0	0	0	0
Solar Fotovoltaica 2008	0	0	0	0	0	0
Solar Fotovoltaica 2009	0	0	0	0	0	0
Solar Fotovoltaica 2010	0	0	0	0	0	0
Solar Fotovoltaica 2011	0	0	0	0	0	0
Solar Fotovoltaica 2012	0	0	0	0	0	0
SFV Balsa Maneje	0	0	0	0	0	0
SFV Autoconsumo	0	0	0	0	0	0

(*) Valores estimados

Tabla 3.18. Retribución por costes de O&M variables
Elaboración propia. Fuente: Normativa

3.3 SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PREVISTO EN EL AÑO 2020

A continuación se muestran los resultados gráficos, técnicos y económicos de la simulación realizada en SOWES del sistema eléctrico del año 2020:

RESULTADOS TÉCNICOS

La demanda de energía eléctrica prevista en el año 2020, estimada en 788.676 MWh en barras de central, es cubierta en un 77,1% por grupos diesel, un 1,6% por turbinas de gas, un 18,8% por los parques eólicos y un 2,1% por instalaciones solares fotovoltaicas repartidas por todo el territorio. La aportación de la planta de biogás de Zonzamas es del 0,4% restante. Las pérdidas de generación se estiman en un 5% y las de transporte en un 6%. La penetración de renovables en el sistema eléctrico es del 21,24%.

Para producir la energía eléctrica demandada se han consumido (a efectos retributivos) 146.776 t de combustible y se han emitido a la atmósfera (a efectos retributivos) 526.925 t de CO₂.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LANZAROTE (MWh)		
2020		
RÉGIMEN ORDINARIO		
Turbina Vapor	-	
Motor Diesel	638.808	
Turbina Gas	13.398	
Ciclo Combinado	-	
Total Régimen Ordinario	652.206	
<i>Consumos en generación</i>	-31.057	5% (pérdidas generación)
RÉGIMEN ESPECIAL		
Eólica	148.279	
Fotovoltaica	16.329	
Minihidráulica	-	
Biogás (Vertedero Zonzamas)	2.920	
Total Régimen Especial	167.528	21,24% (penetración renovables)
<i>Consumos en bombeo</i>	-	
<i>Saldo Intercambios (impor+;expor-)</i>	-	
DEMANDA(b.c.)	788.676	
<i>Pérdidas en transporte</i>	- 47.321	6% (pérdidas transporte)
CONSUMO FINAL	741.355	

Tabla 3.19. Balance del año 2020 de energía eléctrica en Lanzarote, según SOWES

A continuación se presenta los resultados técnicos por equipo de generación:

EQUIPO	POT NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	HORAS FUNCIONAM.	HORAS EQUIV.	HORAS EQUIV. MÁXIMAS	CONSUMO COMBUSTIBLE (t)	CONSUMO ESPEC. COMBUSTIBLE (gr/kWh)	Nº ARRANQUES	EMISIONES CO2 EQUIV. (tCO2)
Diesel 7	17.200	102.926.657	7.694	5.984	-	24.084	234,00	10	86.463
Diesel 8	17.200	74.845.259	7.426	4.351	-	18.608	248,62	76	66.803
Diesel 9	17.600	47.293.734	6.369	2.687	-	12.840	271,49	252	46.095
Diesel 10	17.600	25.603.691	4.400	1.455	-	7.584	296,22	376	27.228
Diesel 11	17.600	14.338.142	2.523	815	-	4.293	299,40	327	15.411
Diesel 4	12.850	97.512.503	7.709	7.589	-	20.412	209,32	0	73.278
Diesel 5	12.850	99.060.246	7.709	7.709	-	20.710	209,06	0	74.347
Diesel 6	20.510	146.808.186	7.709	7.158	-	31.046	211,48	0	111.457
Gas 2	32.340	11.495.492	1.174	355	-	5.805	504,99	244	20.840
Gas 1	19.600	1.264.200	215	65	-	796	629,58	74	2.857
Biogás (Zonzamas)	2.000	2.920.000	1.460	1.460	-	597	204,58	0	2.145
TOTAL TÉRMICA	187.350	624.068.109	-	-	-	146.776			526.925
Los Valles_Instalado	7.650	23.854.363	7.531	3.118	3.118	-	-	-	-
Los Valles_Ampliación	850	2.650.485	7.531	3.118	3.118	-	-	-	-
Punta Grande (C Térmica)	4.600	9.178.893	8.584	1.995	1.995	-	-	-	-
Punta Los Vientos (Autoc)	12.000	30.593.232	7.997	2.549	2.549	-	-	-	-
San Bartolomé	9.200	28.079.118	8.311	3.052	3.052				
Arrecife	9.200	25.972.867	8.295	2.823	2.823				
Teguise	9.200	27.950.114	8.311	3.038	3.038	-	-	-	-
SFV Anterior 2013	7.700	7.974.290	4.373	1.036	1.036	-	-	-	-
SFV Balsa Maneje	1.900	3.264.400	4.790	1.718	1.718	-	-	-	-
SFV Autoconsumo	3.000	5.090.181	4.779	1.697	1.697	-	-	-	-
TOTAL RENOVABLES	65.300	164.607.943	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 3.20. Resultados técnicos según equipos y tecnología

RESULTADOS ECONÓMICOS

Los costes de generación del sistema eléctrico simulado se estiman en 18,69 c€/kWh. De estos, el 13 % están asociados a la retribución por inversión, el 8% lo representan los costes fijos y el 79% son costes variables.

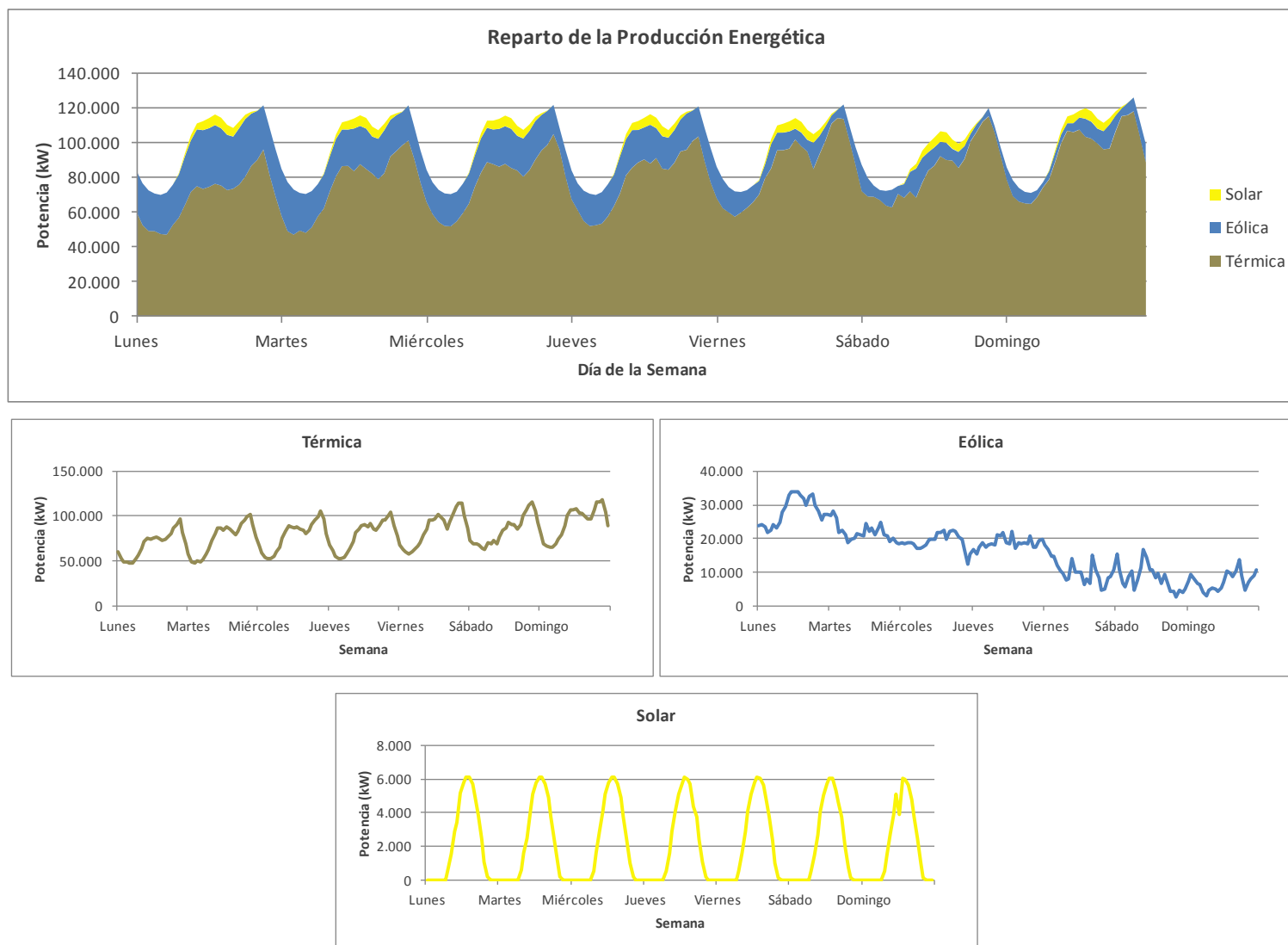
Si lo analizamos por tecnología de generación, se observa que los parques eólicos son los que menores costes de generación poseen, con 7,22 c€/kWh, seguido de las nuevas instalaciones fotovoltaicas, con 13,22 c€/kWh, los grupos térmicos con 21,30 c€/kWh y finalmente las instalaciones fotovoltaicas anteriores al año 2014 con 33,32 c€/kWh.

EQUIPO	POT. NETA (KW)	PRODUCCIÓN (KWh)	COSTES GENERACIÓN (€)							COSTES DE GENERACIÓN (c€/kWh)
			Retribución Inversión	Coste O&M Fijo	Coste O&M Variable	Coste Combustible	Coste Arranque	Retribución emisión CO2	TOTAL Costes generación	
Diesel 7	17.200	102.926.657	1.079.718	1.374.091	2.384.185	15.267.317	362.279	39.194	20.506.784	19,92
Diesel 8	17.200	74.845.259	1.091.863	1.374.091	1.733.710	11.795.929	279.907	297.168	16.572.667	22,14
Diesel 9	17.600	47.293.734	1.651.197	1.406.046	1.095.509	8.139.379	193.140	985.231	13.470.503	28,48
Diesel 10	17.600	25.603.691	1.656.300	1.406.046	593.082	4.807.854	114.086	1.466.517	10.043.885	39,23
Diesel 11	17.600	14.338.142	2.464.648	1.352.139	319.747	2.721.236	64.572	1.274.749	8.197.091	57,17
Diesel 4	12.850	97.512.503	123.466	715.734	1.232.254	12.939.175	307.035	0	15.317.663	15,71
Diesel 5	12.850	99.060.246	113.764	715.734	1.251.812	13.127.983	311.515	0	15.520.808	15,67
Diesel 6	20.510	146.808.186	570.977	1.356.826	1.921.686	19.680.644	467.004	0	23.997.137	16,35
Gas 2	32.340	11.495.492	485.492	838.511	293.582	4.548.479	87.322	1.127.523	7.380.909	64,21
Gas 1	19.600	1.264.200	27.602	736.300	47.242	623.618	11.972	361.108	1.807.844	143,00
Biogás (Zonzamas)	2.000	2.920.000	0	29.982	67.090	0	8.986	0	97.072	3,32
TOTAL TÉRMICA	187.350	624.068.109	9.265.028	11.305.500	10.939.898	93.651.614	2.207.817	5.551.490	132.912.362	21,30
PE Los Valles	7.650	23.854.363	599.031	0	767.759	-	-	-	1.366.790	5,73
Los Valles_Ampliac	850	2.650.485	100.784	0	77.227	-	-	-	178.011	6,72
Punta Grande (C Térmica)	4.600	9.178.893	578.329	0	272.820	-	-	-	851.150	9,27
Punta Los Vientos (Autoc)	12.000	30.593.232	1.527.667	0	891.392	-	-	-	2.419.060	7,91
San Bartolomé	9.200	28.079.118	1.203.990	0	802.018	-	-	-	2.006.008	7,14
Arrecife	9.200	25.972.867	1.204.376	0	749.276	-	-	-	1.953.652	7,52
PE Tegui	9.200	27.950.114	1.120.134	0	814.380	-	-	-	1.934.514	6,92
SFV Anterior 2013	7.700	7.974.290	2.379.624	277.074	0	-	-	-	2.656.698	33,32
SFV Balsa Maneje	1.900	3.264.400	177.387	63.769	0	-	-	-	241.156	7,39
SFV Autoconsumo	3.000	5.090.181	763.834	99.691	0	-	-	-	863.524	16,96
TOTAL RENOVABLES	65.300	164.607.943	9.655.156	440.534	4.374.872	-	-	-	14.470.563	8,79
TOTAL	232.250	788.676.053	18.920.184	11.746.034	15.314.770	93.651.614	2.207.817	5.551.490	147.382.925	18,69

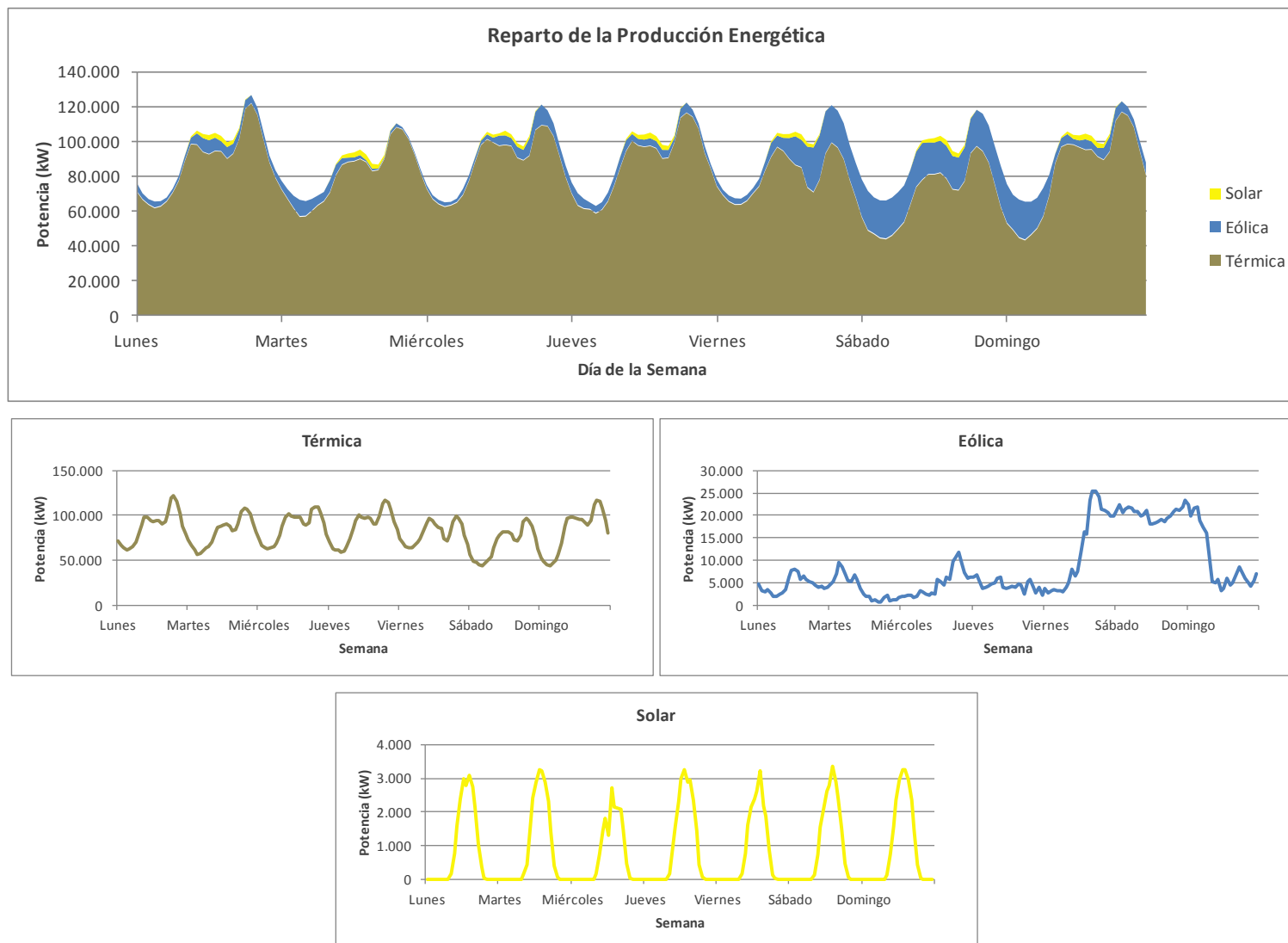
Tabla 3.21. Resultados económicos según equipos y tecnología

GRÁFICOS DE REPARTO DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍAS EN DOS SEMANAS DEL AÑO

SEMANA 6-12 AGOSTO DE 2018



SEMANA 24-30 DICIEMBRE DE 2018



4 SIMULACIONES DEL SISTEMA ENERGÍA-AGUA-MOVILIDAD PREVISTO PARA EL AÑO 2038

4.1 INTRODUCCIÓN

En este apartado se expondrán los datos de partida empleados y los resultados obtenidos de varias simulaciones realizadas para el sistema óptimo de generación de energía eléctrica para el año 2038. Estas simulaciones son:

- Simulación del sistema óptimo de generación de energía eléctrica.
- Simulación del sistema óptimo de generación de energía eléctrica empleando sistemas de almacenamiento energético (baterías o central hidroeléctrica reversible).
- Simulación del sistema óptimo de generación de energía eléctrica integrando la recarga de baterías de vehículos eléctricos.
- Simulación del sistema óptimo de generación de energía eléctrica integrando la gestión eficiente de producción de agua.
- Simulación del sistema óptimo de generación de energía eléctrica integrando baterías eléctricas, recarga de vehículos eléctricos y gestión eficiente de producción de agua.



Figura 4.1. Escenarios contemplados para el año 2038
Elaboración propia.

4.2 DATOS DE PARTIDA TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

A continuación se detallan los datos de partida que se han empleado para efectuar la simulación del sistema de generación de energía eléctrica en Lanzarote en el año 2038, habiendo tenido en cuenta:

- El sistema de generación de energía eléctrica previsto en el año 2038: Central Térmica, Parques Eólicos y Solares Fotovoltaicos, Planta de Biogás de Zonzamas.
- El sistema de almacenamiento de energía en baterías eléctricas previsto en el año 2038.
- El sistema de almacenamiento de energía empleando una central hidroeléctrica reversible prevista en el año 2038.
- El sistema de producción y almacenamiento de agua previsto en el año 2038: plantas desaladoras, depósitos de almacenamiento y tuberías de impulsión.
- El sistema de generación de energía eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos.
- La previsión de la demanda horaria de energía eléctrica en el año 2038.
- La previsión de la demanda de agua en el año 2038.
- La previsión de la demanda de energía eléctrica para la recarga de las baterías de los vehículos eléctricos.
- El marco regulatorio, normativo y económico, que establece las consignas de operación de los diferentes equipos de generación y los costes asociados a la generación, así como de la operación del sistema hidráulico de la isla y su gestión.

4.2.1 EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PREVISTO EN EL AÑO 2038

■ PARQUES EÓLICOS

A la hora de simular la **situación prevista para el año 2038**, se han considerado todos los parques eólicos previstos para instalar antes de ese mismo año, además de considerar que seguirán activos los parques ya existentes en esa fecha. La inversión, gastos fijos y variables y la vida útil coinciden para todos los modelos.

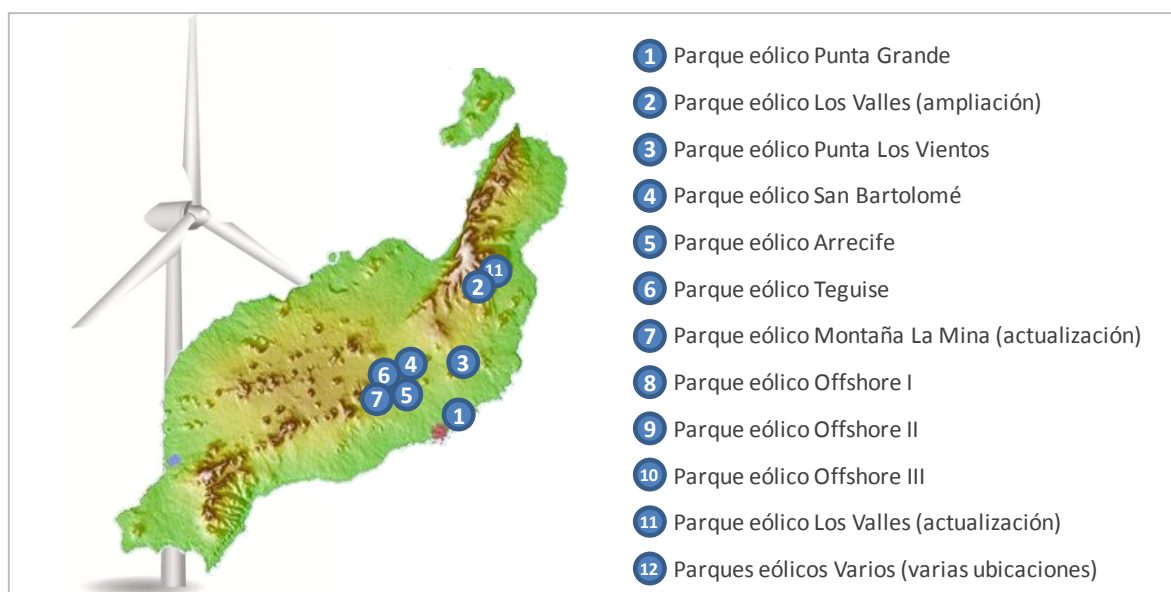
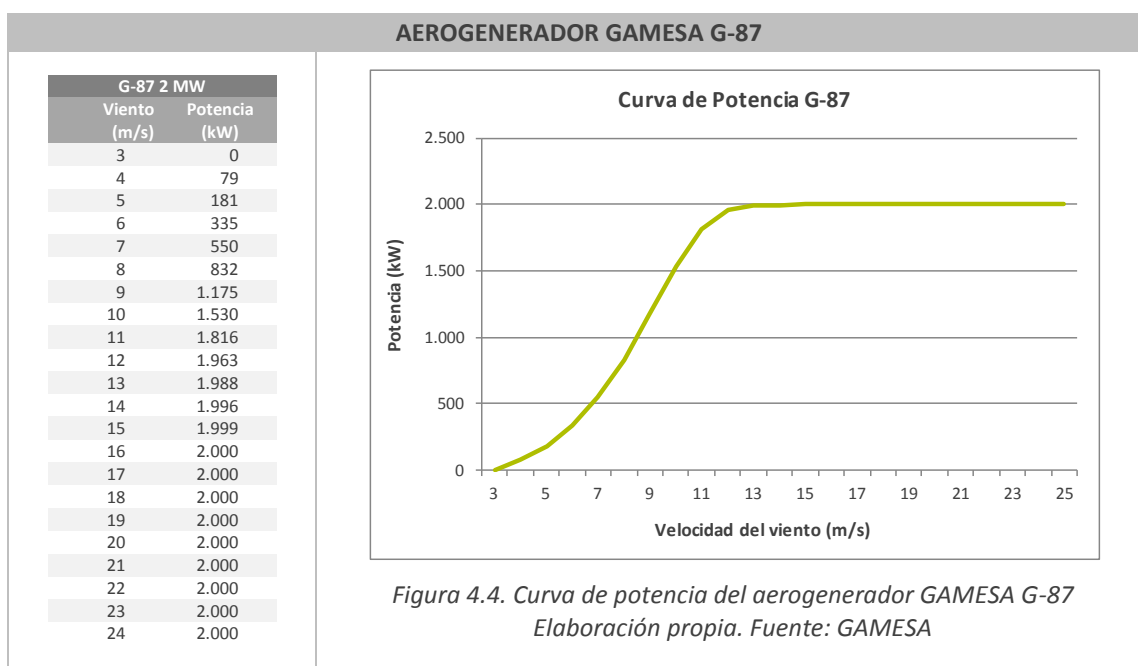
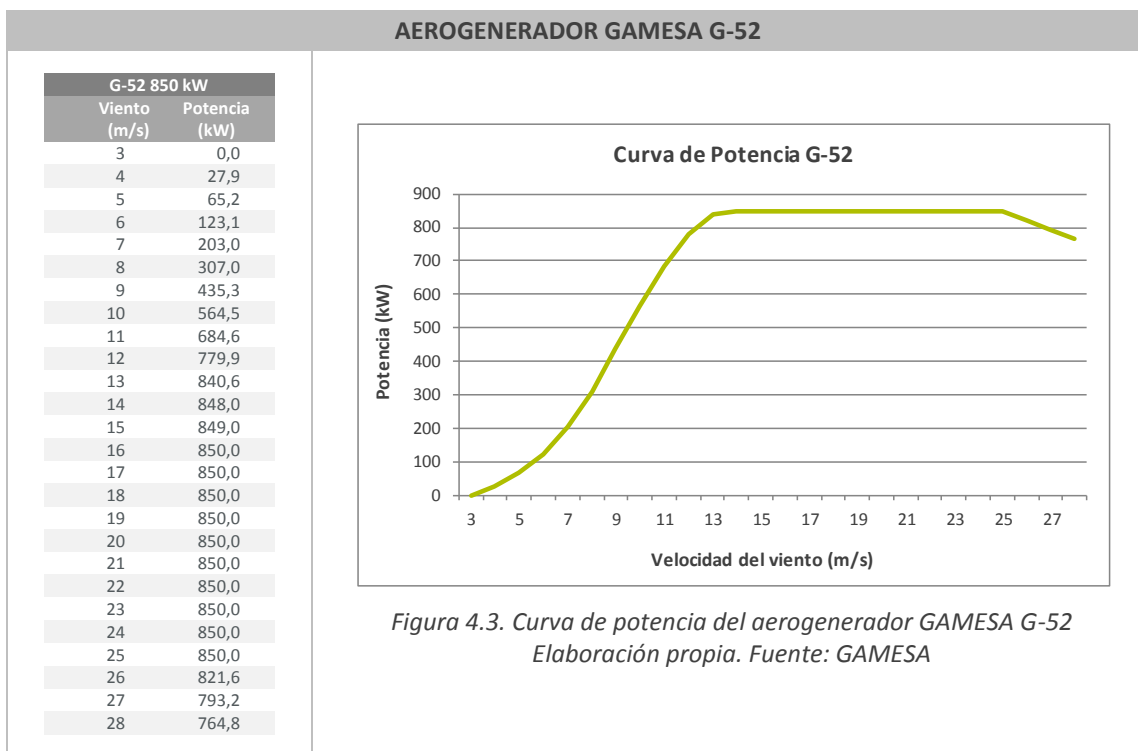


Figura 4.2. Localización de los parques eólicos previstos para el 2038
Elaboración propia. Fuente: Varias

EQUIPOS DE GENERACIÓN EÓLICA (SIT. PREVISTA 2038)							
Modelo	Parque eólico	Núm aerog.	P. Unitaria (kW)	P. Total (kW)	Altura Buje (m)	Año puesta en servicio	Vida Útil (años)
E-70	Punta Grande	2	2.300	4.600	64	2016	25
G-52 (ampliac.)	Los Valles _ampliac.	1	850	850	55	2018	25
G-87	Punta los Vientos	6	2.000	12.000	67	2018	25
E-70	Teguise	4	2.300	9.200	64	2018	25
E-70	Arrecife	4	2.300	9.200	64	2019	25
E-70	San Bartolomé	4	2.300	9.200	64	2020	25
V-117 (actualiz.)	Montaña La Mina (act.)	3	3.300	9.900	91,5	2022	25
V-117	Varios	15	3.300	49.500	91,5	2025	25
Haliade 150	Offshore I	2	6.000	12.000	100	2026	25
Haliade 150	Offshore II	4	6.000	24.000	100	2028	25
Haliade 150	Offshore III	8	6.000	48.000	100	2030	25
V-117 (repotenc.)	Los Valles_ repotenc.	4	3.300	13.200	91,5	2038	25

Tabla 4.1. Datos técnicos y económicos de los equipos de generación eólica empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

A continuación se presentan las curvas de potencia de los aerogeneradores previstos que estén instalados en el año 2018:



AEROGENERADOR VESTAS V-117

V-117 3,3 MW	
Viento (m/s)	Potencia (kW)
2	0
3	24
4	147
5	327
6	597
7	978
8	1.482
9	2.114
10	2.803
11	3.216
12	3.297
13	3.300
14	3.300
15	3.300
16	3.300
17	3.300
18	3.300
19	3.300
20	3.300
21	3.300
22	3.300
23	3.300
24	3.300
25	3.300

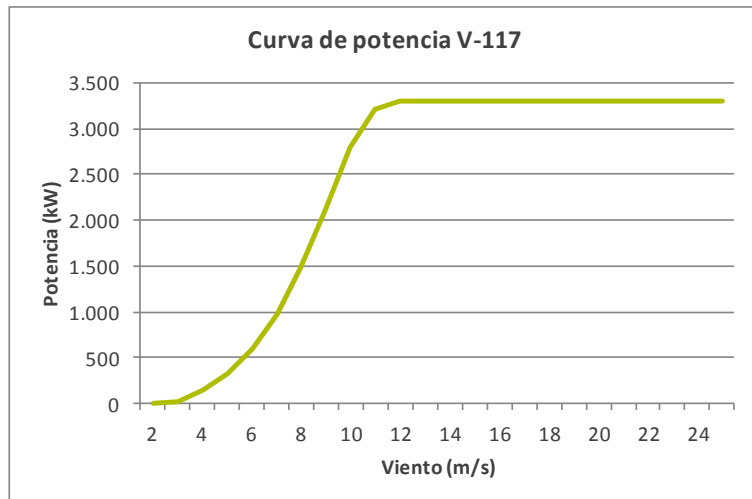


Figura 4.5. Curva de potencia del aerogenerador VESTAS V-117
Elaboración propia. Fuente: VESTAS

AEROGENERADOR ENERCON E-70

E-70 2,3 MW	
Viento (m/s)	Potencia (kW)
1	0
2	2
3	18
4	56
5	127
6	240
7	400
8	626
9	892
10	1.223
11	1.590
12	1.900
13	2.080
14	2.230
15	2.300
16	2.310
17	2.310
18	2.310
19	2.310
20	2.310
21	2.310
22	2.310
23	2.310
24	2.310
25	2.310

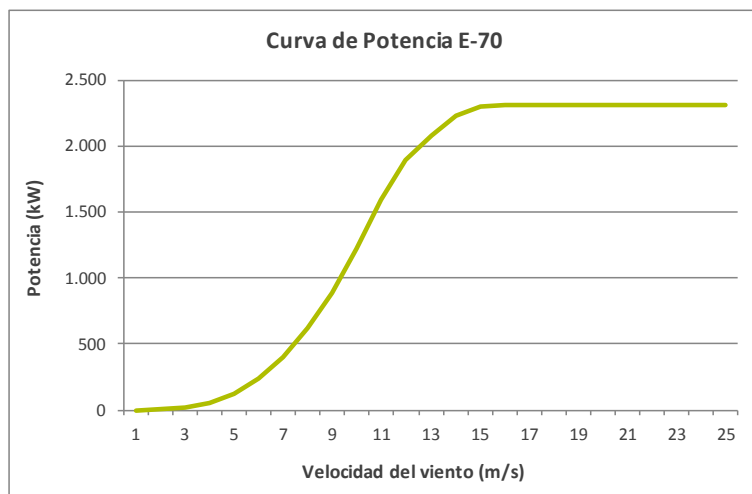
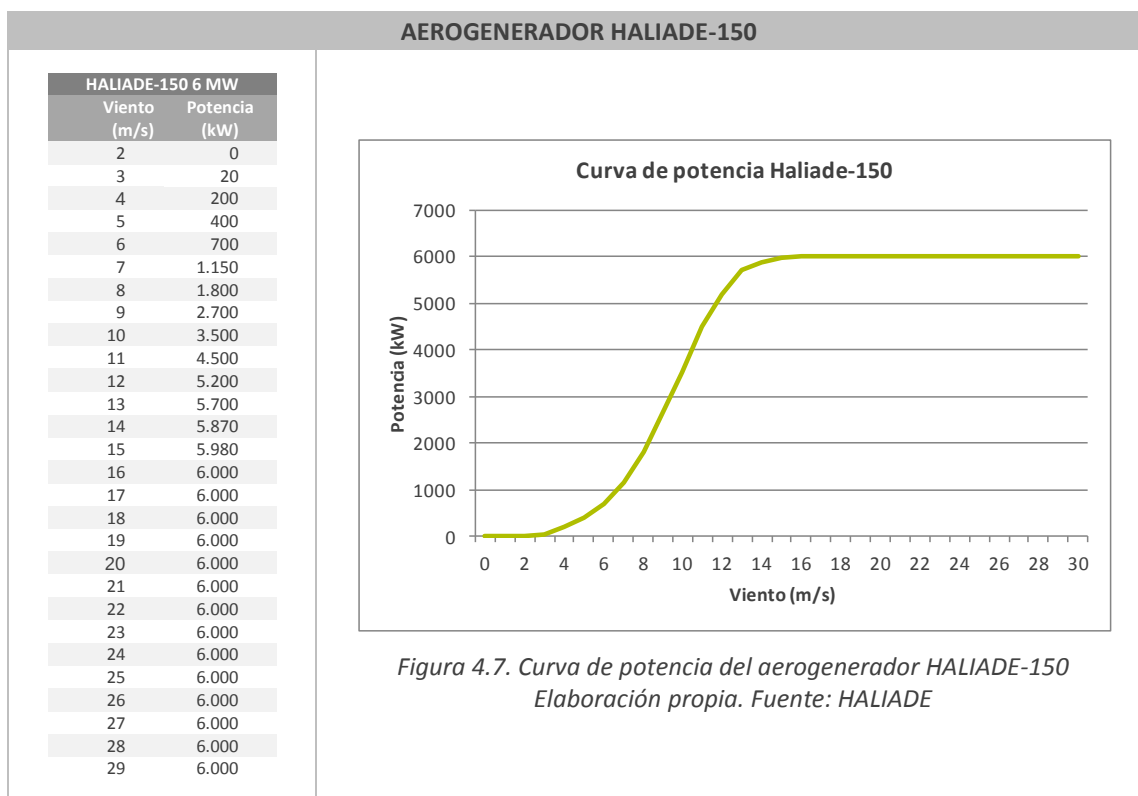


Figura 4.6. Curva de potencia del aerogenerador ENERCON E-70
Elaboración propia. Fuente: ENERCON



Datos de Viento empleados para la simulación

Al no tener datos reales de velocidades de viento en los emplazamientos de los parques eólicos de la isla, se le asignarán a cada uno de ellos los datos de la estación anemométrica más cercana, tal y como se indica en la siguiente tabla:

PARQUES EÓLICOS Y TORRES ANEMOMÉTRICAS		
PARQUE EÓLICO	COORDENADAS UTM	TORRE ANEMOMÉTRICA DE REFERENCIA
Punta Grande	644490,00 E - 3206600,00 N	Estación Inalsa
Los Valles _ampliac.	645331,00 E - 3219455,00 N	Estación Los Valles
Punta los Vientos	643989,00 E - 3209742,00 N	Estación Punta de Los Vientos
Teguise	638442,00 E - 3209634,00 N	Estación Los Valles
Arrecife	637611,00 E - 3209166,00 N	Estación Los Valles
San Bartolomé	637307,00 E - 3209305,00 N	Estación Los Valles
Montaña La Mina (act.)	636708,00 E - 3208562,00 N	Estación Los Valles
Varios autoconsumo	-	Estación Los Valles
Offshore I	652904,00 E - 3222789,00 N	Estación El Volcán
Offshore II	646126,00 E - 3203619,00 N	Estación El Volcán
Offshore III	623425,00 E - 3221120,00 N	Estación El Volcán
Los Valles _repotenc.	645331,00 E - 3219455,00 N	Estación Los Valles

*Tabla 4.2. Parques eólicos y sus torres anemométricas de referencia para realizar el estudio
Elaboración propia. Fuente: Varias*

■ INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

Para definir los equipos de generación fotovoltaica que estarán activos en el año 2038, se han considerado el parque solar fotovoltaico previsto de 1,9 MW de potencia, que se ubicará en la Balsa Maneje, en Arrecife, además de 3 grandes plantas fotovoltaicas de entre 1 y 2 MW cada una y pequeñas instalaciones repartidas por toda la isla en régimen de autoconsumo que suman una potencia total entre 6 y 12 MW, todos ellos en las ubicaciones de mayor potencial solar de la isla.

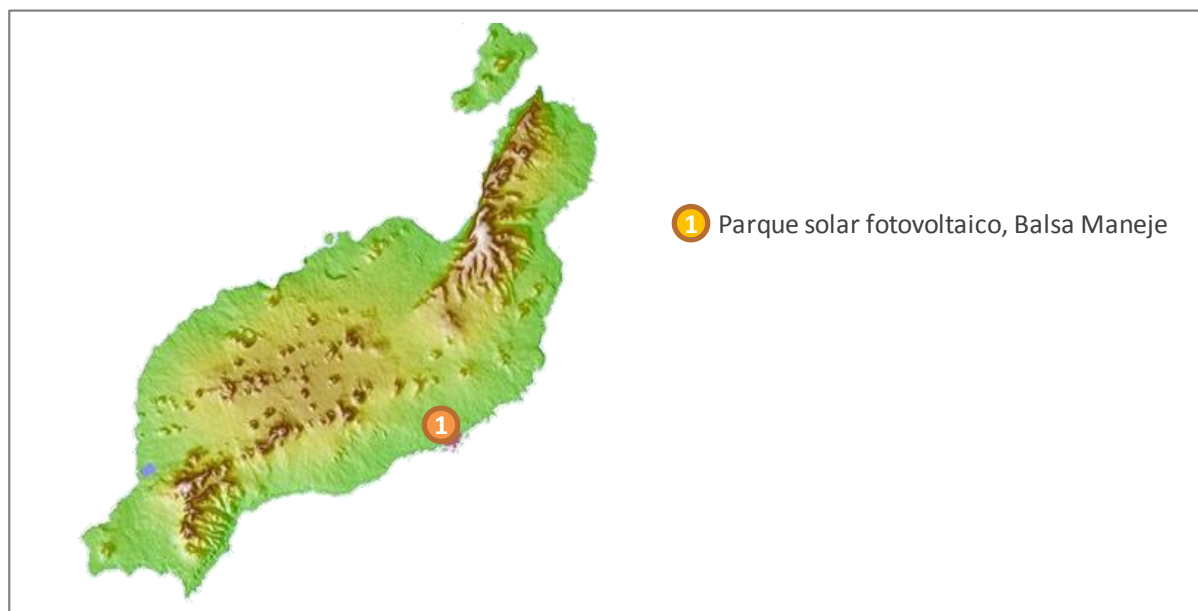


Figura 4.8. Localización del nuevo parque solar fotovoltaico previsto
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

EQUIPOS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA (SIT. PREVISTA 2038)				
Modelo	Potencia Instalada (kWp)	Rendimiento Instalación	Año puesta en servicio	Vida Útil (años)
SFV Balsa Maneje	1.900	85%	2017	25
SFV Autoconsumo	1.000	85%	2018	25
SFV-2025 Generación distribuida	2.000-4.000	85%	2025	25
SFV-2030 Generación distribuida	2.000-4.000	85%	2030	25
SFV-2035 Generación distribuida	2.000-4.000	85%	2035	25
SFV-2025 Gran instalación	1.000-2.000	85%	2025	25
SFV-2030 Gran instalación	1.000-2.000	85%	2030	25
SFV-2035 Gran instalación	1.000-2.000	85%	2035	25
TOTAL	11.900-23.800			

Tabla 4.3. Datos técnicos y económicos de los equipos de generación fotovoltaica empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

Radiación solar empleada para la simulación

En el presente estudio se ha definido como media anual de irradiación solar, los datos horarios de la estación agroclimática de La Granja del año 2013, por ser la que más se asemeja a la media ponderada definida por el CIEMAT, y por encontrarse en una ubicación media de radiación solar con respecto al resto de la isla:

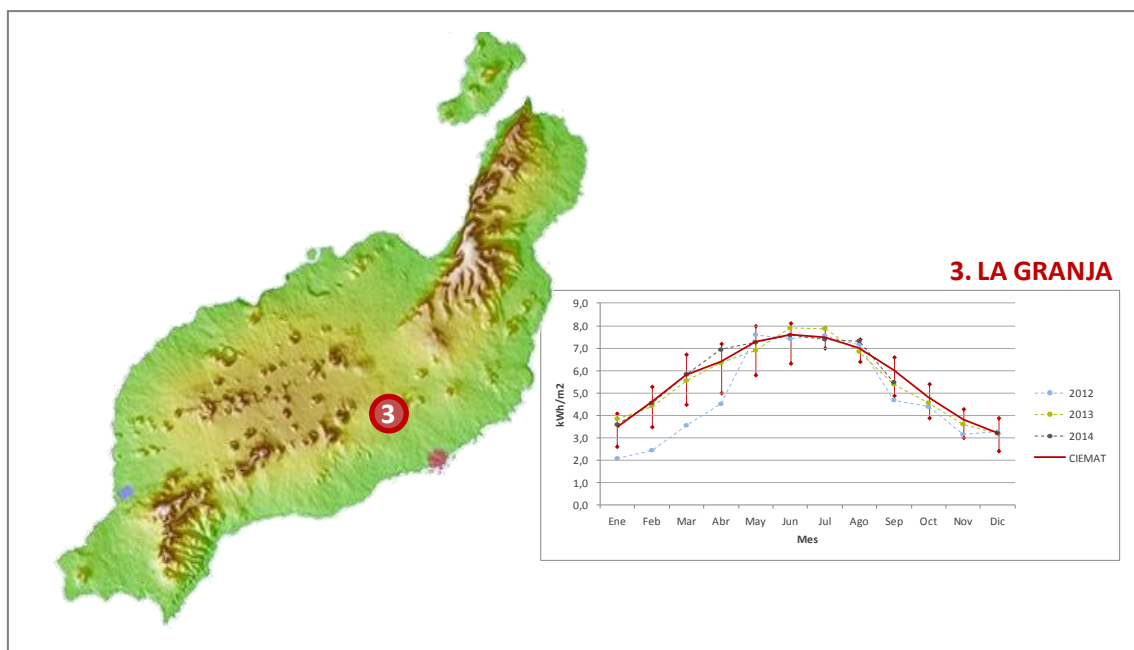


Figura 4.9. Curvas anuales de irradiación solar en la zona La Granja
Elaboración propia. Fuente: CIEMAT. AEMET. Datos Agroclimáticos del Gobierno de Canarias

CENTRAL TÉRMICA

Para realizar las simulaciones se ha considerado la renovación completa de los equipos de la central térmica exceptuando el grupo diesel 11 que en el año 2038 aún no habrá finalizado su vida útil, incorporando entre 8 y 10 nuevos grupos diesel, dependiendo de la alternativa analizada. Los nuevos equipos se instalarán en la Central Térmica de Punta Grande, en Arrecife, tal y como muestra la figura siguiente:



Figura 4.10. Localización de los grupos térmicos dentro de la Central Térmica Punta Grande
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

A continuación se muestran los datos técnicos y económicos de estos grupos térmicos:

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. PREVISTA 2038) - DATOS GENERALES								
GRUPO TÉRMICO	MODELO	POTENCIA BRUTA (kW)	POTENCIA NETA (kW)	FECHA DE ENTRADA	VALOR BRUTO DE INVERSIÓN	PERIODO AMORTIZACIÓN (AÑOS)	COMB. PRINCIPAL	HORAS DE DISPONIBILIDAD (AÑO NO BISIESTO)
GD 11	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.500	17.600	may-2015	31.000.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 12	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.500	17.600	ene-2019	31.000.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 13	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.500	17.600	ene-2020	31.000.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 14	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.500	17.600	ene-2019	31.000.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 15	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.500	17.600	ene-2019	31.000.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 16	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.500	17.600	ene-2026	31.000.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 17	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.500	17.600	ene-2032	31.000.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 18	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.500	17.600	ene-2032	31.000.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 19	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.500	17.600	ene-2034	31.000.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 20	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.500	17.600	ene-2034	31.000.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 21	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	18.500	17.600	ene-2036	31.000.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709

Tabla 4.4. Datos generales de los equipos de generación térmica empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. PREVISTA 2038) - DATOS TÉCNICOS								
GRUPO TÉRMICO	MODELO	POTENCIA NETA (MWe)	RENDIMIENTOS/CARGA *				CONSUMO ESPECÍFICO	
			100%	80%	60%	40%	NETO (gr/kWhe) CARGA 100%	
GD 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 y 21	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	17,60	39%	39%	37%	32%	226	

(*) Rendimientos a efectos retributivos

Tabla 4.5. Datos técnicos de los equipos de generación térmica empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. PREVISTA 2038) - DATOS ECONÓMICOS				
GRUPO TÉRMICO	MODELO	GASTOS FIJOS		VALORES UNITARIOS O&M VARIABLES (€/MWh)
		RETRIBUCIÓN POR INVERSIÓN (€)	VALORES UNITARIOS O&M FIJOS (€/MW)	
GD 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 y 21	MAN B&W 18 V-48/60 - 4 T	2.974.000	77.931	20,97

Tabla 4.6. Datos económicos de los equipos de generación térmica empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

Combustibles empleados y valores del poder calorífico inferior (PCI)

Se va a considerar que los grupos diesel de la central térmica consumirán fueloil BIA 0,73%, tal como lo hacen actualmente. Para definir el precio del mismo se ha tomado como referencia los datos publicados en el BOE en la Resolución de 9 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas,

por la que se fijan los precios de los combustibles de los años 2012, 2013 y 2014 distintos del gas natural a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales del primer semestre de 2015 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

AÑO	PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES (€/t)									
	Fueloil BIA 1%		Fueloil BIA 0,3%		Fueloil BIA 0,73%		Gasoil		Dieseloil	
	Precio	Δ anual	Precio	Δ anual	Precio	Δ anual	Precio	Δ anual	Precio	Δ anual
2009	302,22		392,37		348,38		441,395		469,2	
2010	403,75	33,6%	475,87	21,3%	468,59	34,5%	585,33	32,6%	593,73	26,5%
2011	505,27	25,1%	559,36	17,5%	588,8	25,7%	729,27	24,6%	718,25	21,0%
2012	556,69	10,2%	592,75	6,0%	633,91	7,7%	783,53	7,4%	759,83	5,8%
2013	495,9	-10,9%	531,67	-10,3%	572,3	-9,7%	734,92	-6,2%	711,89	-6,3%
2014	455,52	-8,1%	490,93	-7,7%	522,98	-8,6%	670,55	-8,8%	650,08	-8,7%
2015	305,83	-32,9%	341,24	-30,5%	332,67	-36,4%	525,82	-21,6%	505,94	-22,2%
Promedio 2009-2015		2,8%		-0,6%		2,2%		4,7%		2,7%

Tabla 4.7. Evolución del precio de los combustibles en el periodo 2009-2015 analizado
Elaboración propia. Fuente: Normativa

Como se aprecia en la tabla anterior, durante el periodo 2009-2015 el precio del fuel BIA 0,73% ha alcanzado su valor máximo en el año 2012 y el mínimo en el año 2015. En este estudio se tomará como referencia para el año 2038 el precio máximo alcanzado en dicho periodo, considerada la situación más desfavorable que se podría producir, aquel en el que el precio de combustible es de 633,91 €/t, equivalente a considerar que el precio del barril del petróleo volviera a alcanzar los 100\$/barril. En un análisis de sensibilidad posterior se ha evaluado la influencia de la variación del precio del combustible en los costes de generación.

Los valores del poder calorífico inferior (PCI) de los combustibles son los adoptados por normativa:

PCI (te/t)				
Fueloil BIA 1%	Fueloil BIA 0,3%	Fueloil BIA 0,73%	Gasoil	Dieseloil
9.850	9.850	9.850	10.373	10.140

Tabla 4.8. Valores del poder calorífico inferior (PCI) de los combustibles
Elaboración propia. Fuente: Normativa

PLANTA DE BIOMETANIZACIÓN

Los datos de la planta de biometanización empleados en las simulaciones se muestran en la siguiente tabla:

INSTALACIÓN	GENERADORES	POTENCIA UNITARIA (kW)	POTENCIA TOTAL (kW)	CAPACIDAD (t/año)	INVERSIÓN EN EQUIPAMIENTO (€)	COSTES O&M FIJOS (€/MW)	COSTES O&M VARIABLES (€/MW)
Complejo Ambiental de Zonzamas	2	1.000	2.000	36.000	0,00	77.214	20,80

Tabla 4.9. Datos técnicos y económicos de la planta de biometanización empleados en el estudio
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias. Cabildo de Lanzarote

4.2.2 EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS ELÉCTRICAS

Actualmente existen en el mercado diversos tipos de baterías con un rango de capacidad nominal entre los 120 y 1.000 kWh y una potencia de carga máxima nominal que puede alcanzar 1 MW.

De entre todos los modelos existentes, se muestra a continuación como ejemplo las fichas técnicas de las baterías de los fabricantes TESVOLT y SAFT.

Battery System	TLC 120	TLC 250	TLC 370	TLC 500	TLC 1000
Nominal capacity [kWh]	120	240	360	480	960
Max. nominal charging power DC [kW]	36	36	54	72	144
Max. nominal discharging power AC [kW]	36	36	54	72	144
Depth of discharge [DoD]	70% 90%	70% 90%	70% 90%	70% 90%	70% 90%
Usable capacity [kWh]	84 108	168 216	252 324	336 432	672 864
Number of cycles	8,000 5,000	8,000 5,000	8,000 5,000	8,000 5,000	8,000 5,000
Charging time at rated power [h]	2.4 3.0	4.7 6.0	4.7 6.0	4.7 6.0	4.7 6.0
Discharging time at rated power [h]	2.4 3.0	4.7 6.0	4.7 6.0	4.7 6.0	4.7 6.0
Self-discharge	<3% per month	<3% per month	<3% per month	<3% per month	<3% per month
Max. efficiency	90%	90%	90%	90%	90%
Isolated operation and emergency mode					
Max. nominal discharge power AC [kW]	36	36	54	72	144
Max. nominal discharge power AC [kW] 30 min	48	48	72	96	192
Max. nominal discharge power AC [kW] 5 min	54	54	81	109	218
Max. nominal discharge power AC [kW] 30 sec	66	66	99	132	264
Battery system					
Electric charge (C1) [Ah]	2,400	4,800	7,200	9,600	19,200
DC nominal power [V]	51.2	51.2	51.2	51.2	51.2
System	3-phase	3-phase	3-phase	3-phase	3-phase
Emergency power supply	integrated	integrated	integrated	integrated	integrated
Air conditioning					
Area of application temperature range [P ₄] in kW	0.275-2.75	0.275-2.75	0.275-2.75	0.275-2.75	0.275-2.75
Max. cooling capacity [P ₄] in kW	2.0-7.0	2.0-7.0	2.0-7.0	2.0-7.0	2.0-7.0
Max. heating capacity [P ₄] in kW	1.8-7.0	1.8-7.0	1.8-7.0	1.8-7.0	1.8-7.0
Climate regulation		The inside temperature is regulated. For use at temperatures of no less than -20 degrees. Special configurations available for extreme temperatures.			
General data					
Dimensions L x W x H [mm]	3,000 x 2,450 x 2,900	6,000 x 2,450 x 2,900	6,000 x 2,450 x 2,900	6,000 x 2,450 x 2,900	2 x (6,000 x 2,450 x 2,900)
Total weight [kg]	4,800	8,500	10,500	13,000	2 x 13,000
Installation place	outdoor	outdoor	outdoor	outdoor	outdoor
Warranty		Power warranty of the battery: 10 years / product warranty of the battery: 2 years / Electronic: 5 years			
Certificates and approvals (batteries)		CE, MSDS, UN38.3			
Battery inverter		VDE-AR-N 4105, CE, FNN			
Disposal (batteries)		free			

Figura 4.11. Baterías eléctricas del fabricante TESVOLT

Fuente: TESVOLT

	IM 20E High Energy	IM+ 20E High Energy Plus	IM 20M Medium Power	IM+20M Medium Power Plus	IM 20P High Power
Energy (kWh)	620	1020	580	950	420
Continuous discharge power (kW)	900	500	1100	2100	1600
Peak discharge power 1min (kW)	1100	500	1100	2100	2200
Nominal charge power (kW)	300	500	600	1000	900
Current max (A)	1600	850	1600	3000	3000
Voltage range (V)	609 - 812	588 - 790	609 - 812	588-790	609 - 812
Dimensions L x W x H (m)			6.1 x 2.5 x 2.9		
Weight (kg)	14 500	16 500	14 500	16 500	14 500



SAFT Intensium. Soft

Figura 4.12. Baterías eléctricas del fabricante SAFT

Fuente: SAFT

Algunos de los modelos de este último fabricante, SAFT, se han empleado en el proyecto “STORE”, el proyecto más importante actualmente de Europa sobre almacenamiento de energía en entornos insulares.

Las baterías están instaladas en las islas de Gran Canaria, La Palma y La Gomera y permitirán aportar servicios complementarios a la generación, mejorando la calidad, eficiencia, y seguridad del sistema.

En el presente estudio se emplearán baterías de 1 MWh de capacidad con una potencia de carga nominal de 166 kW.

4.2.3 EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN CENTRAL HIDRÁULICA REVERSIBLE

Se va a simular el empleo de una central hidráulica reversible que previsiblemente podría instalarse en el Risco de Famara, aunque actualmente no existen estudios que garanticen su viabilidad. Esta central se ha incorporado al presente trabajo para efectuar una comparativa respecto al uso de baterías y los valores técnicos y económicos que aparecen en las siguientes tablas son meramente estimativos.

Se estima que la Central Hidroeléctrica Reversible del Risco de Famara emplearía agua de mar, disponiendo de una única balsa en su parte superior con una capacidad estimada de 1 hm³ y un salto útil de 400 m.

Se han considerado grupos de bombeo y grupos de turbinado de 60 MW de potencia máxima en cada uno de ellos (mediante combinaciones de 6 grupos unitarios de 10 MW) y 800 metros de tuberías para comunicar la balsa con estos grupos.

A continuación se muestran los datos detallados de los equipos de la Central:

CENTRAL HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE RISCO DE FAMARA						
GRUPOS DE BOMBEO Y TURBINAS						
Modelo	Nº máx.	Potencia unitaria (kW)	Inversión (€)	Gastos Fijos (€)	Gastos Vbles (€)	Vida Útil (años)
Grupos de bombeo	6	10.000	-	-	-	25
Grupos de turbinas	6	10.000	-	-	-	-
DEPÓSITOS DE ALMACENAMIENTO						
Depósito	Capacidad aprov. (m ³)	Salto Útil (m)	Inversión (€)	Gastos Fijos (€)	Gastos Vbles (€)	Vida Útil (años)
Balsa Superior	1.000.000	400	-	-	-	40
TOTAL CHR			200.000.000	1.384.020	3.614.552	

Tabla 4.10. Datos técnicos y económicos de la CHR empleada en el estudio

4.2.4 EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE AGUA

En la isla de Lanzarote, tal y como se comentó en apartados anteriores, existen actualmente un total de 62 depósitos de almacenamiento de agua, con una capacidad total de 173.681 m³. Para el año 2038 se ha estimado que se incrementarán hasta 200.000 m³.

Debido a la gran cantidad de depósitos existentes, en el presente estudio se ha decidido simplificar el escenario actual en uno más sencillo con menos depósitos, de tal forma que la simulación a través del software SOWES pueda hacerse en menor tiempo sin incurrir en errores apreciables.

Este escenario simplificado se ha hecho en base a la ubicación actual de todos los depósitos de la isla y de las desaladoras ya existentes. Para ello se ha seguido los siguientes pasos:

- En primer lugar se ubicaron en un plano todos y cada uno de los depósitos existentes en la isla, y se tabuló sus capacidades y alturas (Estos datos fueron cedidos por el propio Consorcio del Agua de Lanzarote).
- A continuación se unieron ciertos depósitos, según la cercanía y las similitudes en las cotas de los mismos, para simular un depósito mayor, cuya cota será la cota media de todos esos depósitos y su capacidad, la capacidad total de los mismos.
- Se mantuvieron las desaladoras existentes y sus depósitos de regulación.
- Se unió mediante una red de tuberías las desaladoras, sus depósitos de regulación y los nuevos depósitos simulados.

En las siguientes imágenes puede apreciarse la red original de depósitos, con los 62 depósitos actuales, frente a la red simplificada de depósitos, con los 22 depósitos que se han definido para realizar las simulaciones pertinentes:

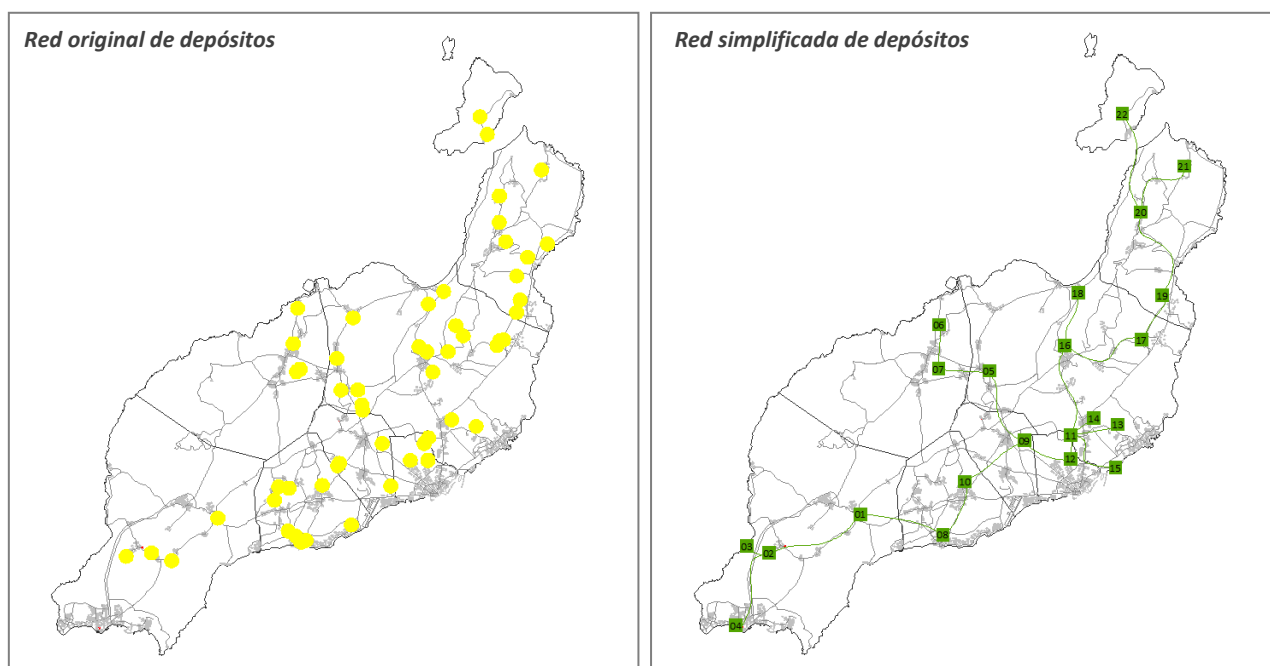


Figura 4.13. Representación de los depósitos originales (amarillo) frente a los depósitos simplificados (verde)
Elaboración propia. Fuente: Consorcio del Agua de Lanzarote

Finalmente, la red simplificada de depósitos de almacenamiento queda de la siguiente forma:

DEPÓSITO (SIMPLIFIC.)	CAPACIDAD (m3)	NIVEL MÍNIMO (m3)	NIVEL MÁXIMO (m3)	COTA (m)	DESALADORA ASOCIADA	MUNICIPIO	DEPÓSITOS (REALES)
1	9.000	450	9.000	259	-	Yaiza	Uga
2	13.000	650	13.000	250	-	Yaiza	Femes, Maciot y Las Breñas
3	5.500	275	5.500	17	Janubio	Yaiza	Regulación IDAM Janubio
4	2.000	100	2.000	10	Montaña Roja	Yaiza	Regulación IDAM Montaña
5	1.835	91,75	1.835	250	-	Teguise	Tao, Muñique, Soo y

							Mozagas
6	600	30	600	130	-	Tinajo	El Cuchillo y La Santa
7	1.450	72,5	1.450	323	-	Tinajo	Tinajo
8	4.350	217,5	4.350	45	-	Tías	Matagorda, Faiornes, Piedra y Los Mojones
9	4.900	245	4.900	325	-	S. Bartolomé	Montaña Mina, Montala Blanca y Playa Honda
10	2.000	100	2.000	250	-	Tías	La Candelaria, Tegoyo, La Asomada y Mácher
11	95.000	4750	95.000	100	-	Arrecife	Maneje nuevo y viejo
12	12.500	625	12.500	70	-	Arrecife	Arrecife redondo y cuadrado
13	15.000	750	15.000	81	-	Teguise	Teguise A, B, C y D
14	1.110	55,5	1.110	180	-	Teguise	Tahiche
15	17.000	850	17.000	5	Díaz Rijo	Arrecife	Regulación IDAM Díaz Rijo
16	4.164	208,2	4.164	350	-	Teguise	Teguise, Nazaret, El Calvario, Los Valles y Chimida
17	2.400	120	2.400	130	-	Teguise	Guatiza alto y bajo
18	500	25	500	60	-	Teguise	Famara y Caleta de Famara
19	2.872	143,6	2.872	75	-	Haría	Mala, General del Norte, Tabayesco, Arrieta y Punta Mujeres
20	800	40	800	350	-	Haría	Atalaya, Maguez y Guatify
21	300	15	300	65	-	Haría	Órzola
22	1.900	95	1.900	35	-	Teguise (La Graciosa)	La Graciosa y Las Maretas

Tabla 4.11. Red simplificada de depósitos de almacenamiento de agua
Elaboración propia. Fuente: Consorcio del Agua de Lanzarote

Con respecto a la red de tuberías, queda definida, para la red simplificada de depósitos, de la siguiente manera:

TUBERÍA FORZADA	DEPÓSITOS CONECTADOS	LONGITUD (m)	DIÁMETRO (mm)	SALTO (m)	VIDA ÚTIL (años)
1	3-2	2000	300	233	40
2	4-2	8000	300	240	40
3	2-1	9000	300	9	40
4	8-1	7500	300	214	40
5	8-10	3500	300	205	40
6	10-9	6500	300	75	40
7	5-9	7500	300	75	40
8	5-7	5000	300	73	40
9	6-7	4000	300	193	40
10	12-9	4500	300	255	40
11	12-11	2000	300	30	40
12	15-11	5500	300	95	40
13	13-11	4200	300	19	40
14	11-14	2500	300	80	40
15	11-16	8000	300	250	40
16	18-16	5000	300	290	40
17	17-16	7000	300	220	40
18	19-17	4500	300	55	40

19	19-20	8200	300	275	40
20	21-20	6000	300	285	40
21	22-20	9000	300	315	40

Tabla 4.12. Red de tuberías para la red simplificada de depósitos de almacenamiento de agua
Elaboración propia. Fuente: Consorcio del Agua de Lanzarote

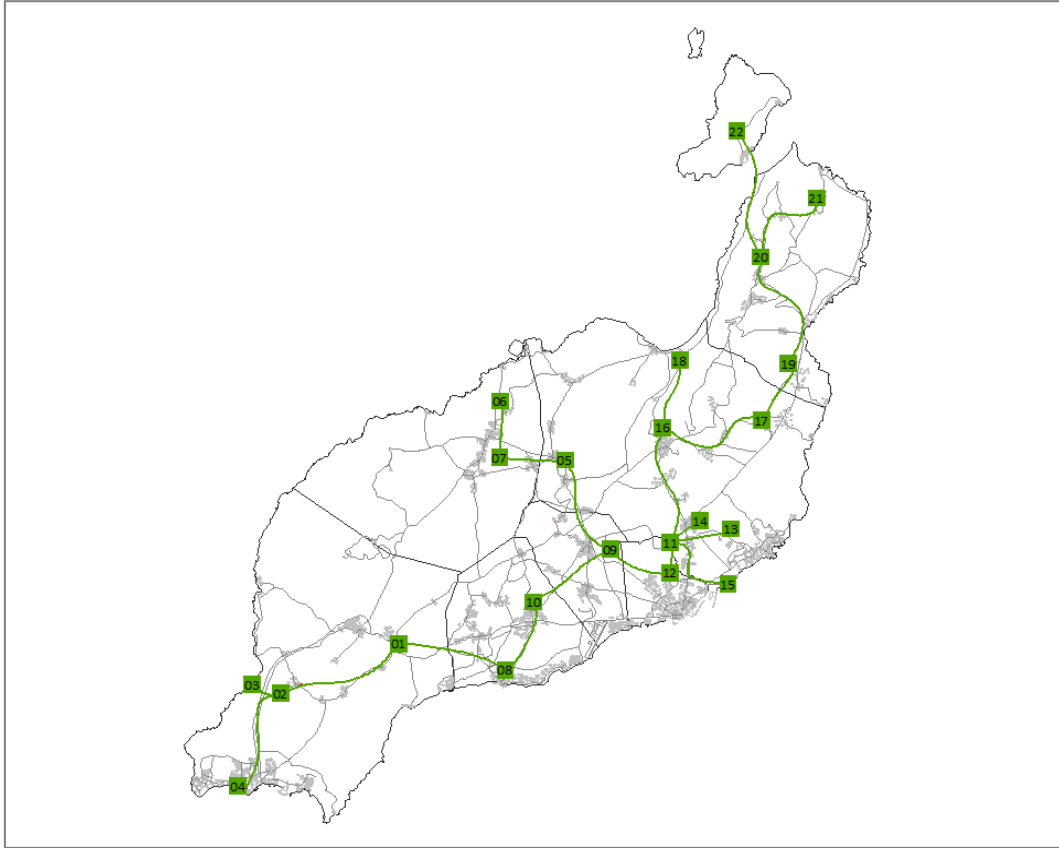


Figura 4.14. Representación de los depósitos originales (amarillo) frente a los depósitos simplificados (verde)
Elaboración propia. Fuente: Consorcio del Agua de Lanzarote

En relación a los centros de producción de agua, en el año 2038 se ha estimado que se mantendrá aproximadamente la misma capacidad de producción que la actual estimada en 90.000 m³, considerando una producción anual de 24 hm³/año, similar a la del año 2014. La producción se estima que no variará debido a que el incremento de la demanda en los próximos años (estimada en un 1,5% interanual) se verá compensado por una reducción de las pérdidas de agua en el transporte (estimando que pasarán del 54% actual al 20% en el año 2038).

El principal centro productor continuará ubicado en Arrecife y en todos los centros de producción se estima que posean bastidores de 7.000 m³/día, quedando el reparto de capacidad de producción en el año 2038 tal como se muestra en la siguiente tabla:

CENTRO DE PRODUCCIÓN	MUNICIPIO	IDAM	Nº BASTIDORES	C. NOMINAL (m ³ /día)	CONSUMO ESPEC. (kWh/m ³)	SISTEMA
Díaz Rijo	Arrecife	Lanzarote A	4	30.000	3,72	O.I.
		Lanzarote B	3	22.500	3,72	O.I.
		Lanzarote C	2	15.000	3,72	O.I.
Janubio	Yaiza	Janubio	2	15.000	3,72	O.I.
Montaña Roja	Yaiza	Montaña Roja	1	7.500	3,72	O.I.
TOTAL				90.000		

Tabla 4.13. Relación de desaladoras de agua de mar en la isla de Lanzarote previstas para el año 2038
Elaboración propia.

La potencia interrumpible o gestionable asociada a estas plantas desaladoras se estima en 14 MW.

4.2.5 EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

En algunas alternativas se ha considerado el suministro de energía eléctrica a una flota de vehículos eléctricos dentro de un sistema de alta penetración de energías renovables.

En el año 2013 la isla contaba con una flota de 109.576 vehículos, de los cuales 74.433 eran turismos, que consumieron un total de 77.181 t de combustible (gasolina y gasoil) y en los últimos cinco años esta flota ha experimentado un crecimiento anual promedio de un 0,3%. Para evaluar el número de vehículos eléctricos que habría en el año 2038 se ha tomado como referencia este incremento, estimando que en ese año habría aproximadamente 118.165 vehículos, de los cuales 80.000 serían turismos. De éstos se estima que un 50% de los turismos serían vehículos eléctricos, contando por tanto con 40.000 vehículos con baterías recargables. El consumo de combustible del parque móvil térmico en el año 2038 se ha estimado en 44.249 t, considerando un consumo medio por vehículo similar al del año 2013 y considerando que se dejarán de consumir 38.880 t de gasoil y gasolina por la sustitución de los 40.000 turismos térmicos que disponían de un consumo medio de 6,48 kg/100 km por eléctricos.

La flota de vehículos eléctricos cuenta con las siguientes características:

CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE MÓVIL	
Consumo Específico (kWh/veh·100km)	15
Media anual (km/año)	15.000
Pérdidas en la red eléctrica	5%
Parque móvil eléctrico	40.000
Consumo Total (MWh/año)	94.500

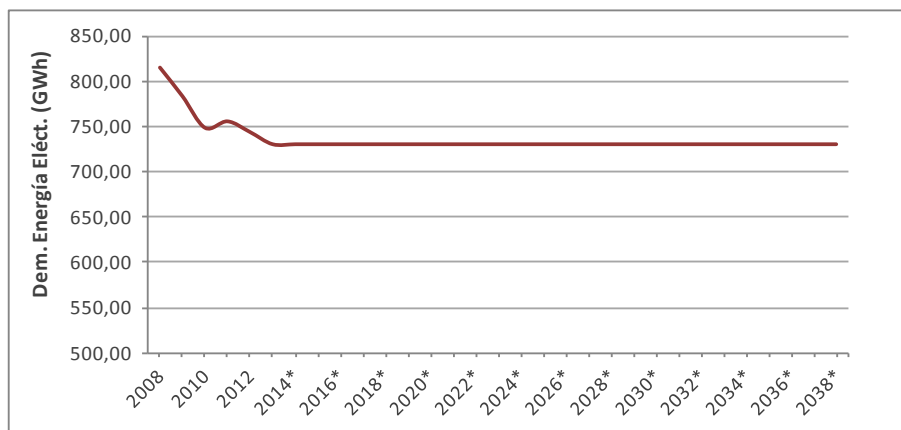
Tal y como se refleja en la tabla, se ha estimado que el consumo específico de estos vehículos eléctricos es de 15 kWh/100km, demandando en total 94.500 MWh/año.

Se han analizado 3 supuestos de carga:

- En el primer supuesto se considera que el 70% de la carga (de energía eléctrica) de esta flota de vehículos eléctricos se realizaría entre la 1:00 y las 8:00 horas de la mañana, mientras que el 30% se realizaría a lo largo del día.
- En el segundo supuesto se considera que el 80% de la carga (de energía eléctrica) de esta flota de vehículos eléctricos se realizaría entre la 1:00 y las 4:00 horas de la mañana, mientras que el 20% se realizaría a lo largo del día.
- En el tercer supuesto se considera que el 80% de la carga (de energía eléctrica) de esta flota de vehículos eléctricos se realizaría entre la 19:00 y las 22:00 horas de la tarde, mientras que el 20% se realizaría a lo largo del día.

4.2.6 LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA HORARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Aunque la demanda de energía eléctrica ha experimentado durante el periodo 2008-2013 un decremento interanual aproximado de un 2,1% para la simulación del año 2038 se va a prever que la demanda ha permanecido constante desde el año 2013 hasta el año de estudio en cuestión:



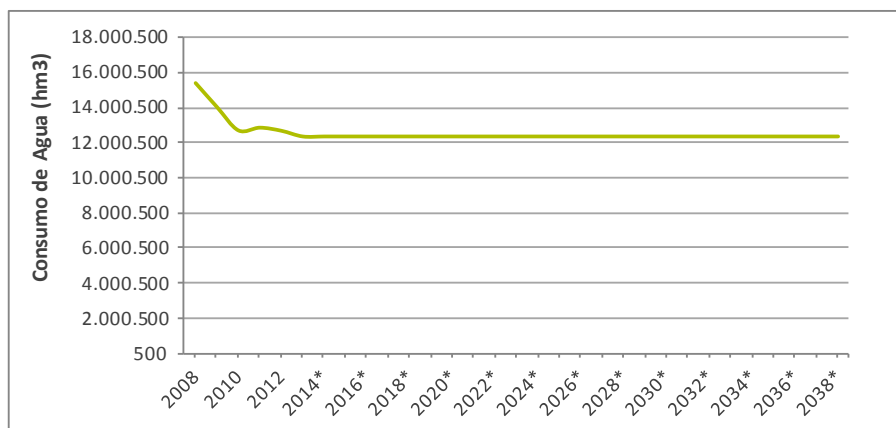
(*) Valores estimados para realizar la simulación

Figura 4.15. Evolución y previsión de la demanda de energía eléctrica durante el periodo 2008-2038 en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

Por otro lado se ha considerado que un incremento previsible de la demanda en el futuro se podría ver compensado por medidas de ahorro y eficiencia energética. En el caso de que no fuese así, también se ha analizado el efecto que tendría un incremento interanual de la demanda de energía eléctrica del 0,5% y del 1% desde el año 2013 al año 2038, cuyos resultados se muestran en un análisis de sensibilidad posterior.

4.2.7 LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA HORARIA DE PRODUCCIÓN DE AGUA

Al igual que se hizo con la demanda de energía eléctrica, aunque la demanda de agua de abasto ha experimentado durante el periodo 2008-2013 un decremento interanual aproximado de un 4,3%, para la simulación del año 2038 se va a prever que la demanda ha permanecido constante desde el año 2013 hasta el año de estudio en cuestión:

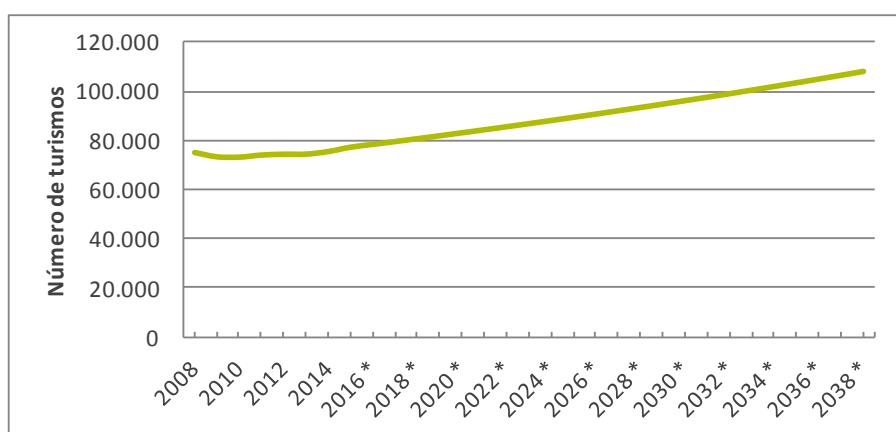


(*) Valores estimados para realizar la simulación

Figura 4.16. Evolución y previsión de la demanda de agua de abasto durante el periodo 2008-2038 en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

4.2.8 LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE TURISMOS

Tal y como se ha explicado anteriormente, para la simulación del año 2038 se va a prever que la demanda de turistas ha experimentado un incremento promedio del 1,5% desde el año 2015 hasta el año de estudio en cuestión, tal y como muestra la gráfica y siguiendo con la tendencia de los últimos 10 años.



(*) Valores estimados para realizar la simulación

Figura 4.17. Evolución y previsión de la demanda de turistas durante el periodo 2008-2038 en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

4.2.9 EL MARCO REGULATORIO, NORMATIVO Y ECONÓMICO

Se empleará el mismo marco regulatorio que el adoptado en el año 2020, manteniendo las simplificaciones que se adoptaron en ese año.

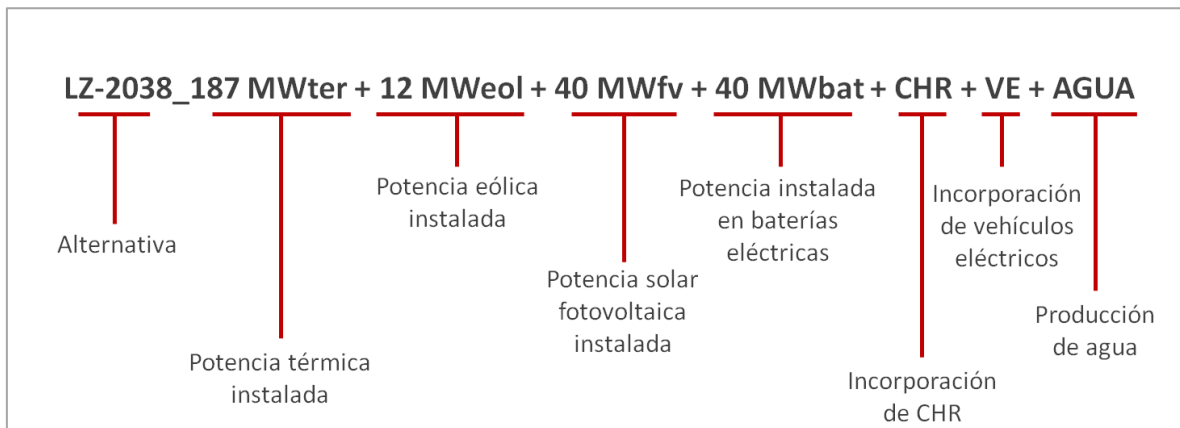
4.2.10 ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RECONOCIDOS EN EL AÑO 2038

Se emplearán los mismos costes de generación reconocidos que los adoptados en el año 2020, manteniendo las simplificaciones que se adoptaron en ese año.

4.3 ALTERNATIVAS ANALIZADAS PARA EL AÑO 2038

Para evaluar el sistema de generación de energía eléctrica óptimo para el año 2038, se han analizado diferentes configuraciones de sistemas de generación, incrementando la generación de origen renovable y los sistemas de almacenamiento energético.

Cada una de las alternativas analizadas dispone de uno de los siguientes códigos identificativos con el siguiente significado:



Nomenclatura empleada en tablas y gráficas	
Año 2038	Año de estudio
187 MWter	Potencia térmica instalada
12 MWeol	Potencia eólica instalada
40 MWfv	Potencia solar fotovoltaica instalada
40 MWbat	Potencia instalada en baterías eléctricas
60 MWchr	Potencia instalada en central hidroeléctrica reversible

Figura 4.18. Nomenclaturas empleadas en las alternativas a analizar

A continuación se enumeran las alternativas analizadas para el año 2038:

- Sistemas de generación de energía eléctrica
 - LZ-2038_160MWter + 45MWeol + 3MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - LZ-2038_160MWter + 91MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - LZ-2038_160MWter + 153MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - LZ-2038_160MWter + 153MWeol + 27MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - LZ-2038_160MWter + 201MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - LZ-2038_160MWter + 201MWeol + 27MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- Sistemas de generación de energía eléctrica empleando baterías para almacenamiento energético
 - LZ-2038_160MWter + 91MWeol + 12MWfv + 60MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - LZ-2038_160MWter + 153MWeol + 12MWfv + 40MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t)

- LZ-2038_ 160MWter + 153MWeol + 12MWfv + 60MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 27MWfv + 40MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 27MWfv + 60MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 27MWfv + 100MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- o Sistemas de generación de energía eléctrica empleando una Central Hidroeléctrica Reversible
- LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 27MWfv + 60MWchr (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- o Sistemas de generación de energía eléctrica introduciendo la recarga de vehículos eléctricos
- LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 27MWfv + VE (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- o Sistemas de generación de energía eléctrica introduciendo la gestión eficiente de la producción de agua
- LZ-2038_ 160MWter + 153MWeol + 12MWfv + AGUA (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- o Sistemas de generación de energía eléctrica empleando baterías para almacenamiento energético introduciendo la recarga de vehículos eléctricos y la gestión eficiente de la producción de agua (trinomio)
- LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 27MWfv + 60MWbat + AGUA + VE (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- o Sistemas de generación de energía eléctrica analizados para hacer estudios de sensibilidad
- LZ-2038_ 160MWter + 91MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)
- LZ-2038_ 160MWter + 153MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)
- LZ-2038_ 160MWter + 153MWeol + 27MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)
- LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)
- LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 27MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)
- LZ-2038_ 195MWter + 45MWeol + 3MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- LZ-2038_ 195MWter + 91MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- LZ-2038_ 195MWter + 153MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- LZ-2038_ 195MWter + 153MWeol + 27MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- LZ-2038_ 195MWter + 201MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- LZ-2038_ 195MWter + 201MWeol + 27MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- LZ-2038_ 195MWter + 45MWeol + 3MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t e incremento del precio de derechos de emisión de CO2)
- LZ-2038_ 195MWter + 91MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t e incremento del precio de derechos de emisión de CO2)
- LZ-2038_ 195MWter + 153MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t e incremento del precio de derechos de emisión de CO2)

- LZ-2038_ 195MWter + 153MWeol + 27MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t e incremento del precio de derechos de emisión de CO2)
- LZ-2038_ 195MWter + 201MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t e incremento del precio de derechos de emisión de CO2)
- LZ-2038_ 195MWter + 201MWeol + 27MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t e incremento del precio de derechos de emisión de CO2)
- LZ-2038_ 160MWter + 153MWeol + 12MWfv + 0,5%DEM (precio del fueloil a 633,91 €/t con un incremento interanual del 0,5% de la demanda de energía eléctrica)
- LZ-2038_ 160MWter + 153MWeol + 12MWfv + 1,0%DEM (precio del fueloil a 633,91 €/t con un incremento interanual del 1% de la demanda de energía eléctrica)

4.4 RESULTADOS DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS

A continuación se muestran los resultados comparativos de las diferentes alternativas analizadas, representando en un apartado posterior los resultados detallados de las alternativas óptimas.

4.4.1 SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se han analizado 6 alternativas, considerando que en todas se dispone de una central térmica con 9 grupos térmicos de 17,6 MW de potencia neta, disponiendo de una potencia total instalada de 158,4 MW para garantizar un índice de cobertura superior a 1,1. El precio del fueloil que consumen estos grupos se ha estimado en 633,91 €/t en la situación más desfavorable, que representa el precio máximo alcanzado en los últimos cinco años (el precio del barril de petróleo se encontraba a 100 \$/barril en ese momento). En este sistema también se incluye la planta de biometanización de Zonzamas de 2 MW de potencia. En un análisis de sensibilidad posterior se ha analizado la influencia del precio del combustible y del índice de cobertura en los costes de generación del sistema eléctrico.

A continuación se efectúa una breve descripción de las alternativas analizadas:

- LZ-2038_160MWter + 45MWeol + 3MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - o Contiene 6 parques eólicos (Punta Grande, Los Valles, Punta los Vientos, Tegui, Arrecife y San Bartolomé), una instalación fotovoltaica de más de 1 MW y varias dispersas en el territorio.
- LZ-2038_160MWter + 91MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - o Contiene 9 parques eólicos (Punta Grande, Los Valles, Punta los Vientos, Tegui, Arrecife, San Bartolomé, Montaña La Mina, OffShore I y OffShore II), 3 instalaciones fotovoltaicas de más de 1 MW y varias dispersas en el territorio.
- LZ-2038_160MWter + 153MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - o Contiene más de 10 parques eólicos (Punta Grande, Los Valles, Punta los Vientos, Tegui, Arrecife, San Bartolomé, Montaña La Mina, OffShore I, OffShore II, Los Valles repotenciado y varios de autoconsumo), 3 instalaciones fotovoltaicas de más de 1 MW y varias dispersas en el territorio.

- LZ-2038_ 160MWter + 153MWeol + 27MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - o Contiene más de 10 parques eólicos (Punta Grande, Los Valles, Punta los Vientos, Tegui, Arrecife, San Bartolomé, Montaña La Mina, OffShore I y OffShore II, Los Valles repotenciado y varios de autoconsumo), 6 instalaciones fotovoltaicas de más de 1 MW y varias dispersas en el territorio.
- LZ-2038_ 160MWter + 200MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - o Contiene más de 11 parques eólicos (Punta Grande, Los Valles, Punta los Vientos, Tegui, Arrecife, San Bartolomé, Montaña La Mina, OffShore I , OffShore II, OffShore III, Los Valles repotenciado y varios de autoconsumo), 3 instalaciones fotovoltaicas de más de 1 MW y varias dispersas en el territorio.
- LZ-2038_ 160MWter + 200MWeol + 27MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - o Contiene más de 11 parques eólicos (Punta Grande, Los Valles, Punta los Vientos, Tegui, Arrecife, San Bartolomé, Montaña La Mina, OffShore I , OffShore II, OffShore III, Los Valles repotenciado y varios de autoconsumo), 6 instalaciones fotovoltaicas de más de 1 MW y varias dispersas en el territorio.

Realizando una comparativa entre los resultados obtenidos se observa en primer lugar que a medida que se van incorporando nuevas instalaciones renovables al sistema eléctrico la penetración renovable media anual se va incrementando hasta alcanzar un límite máximo en torno al 55%, tal como se aprecia en la siguiente gráfica, alcanzando en algunas horas del año penetraciones máximas del 75%. El motivo de no poder introducir más energía renovable se debe al hecho de que es necesario mantener algunos grupos térmicos en funcionamiento con reserva caliente suficiente para responder de forma inmediata ante una posible disminución de la producción renovable, de un 40% en el caso de los parques eólicos y de un 50% en el caso de las instalaciones solares fotovoltaicas.

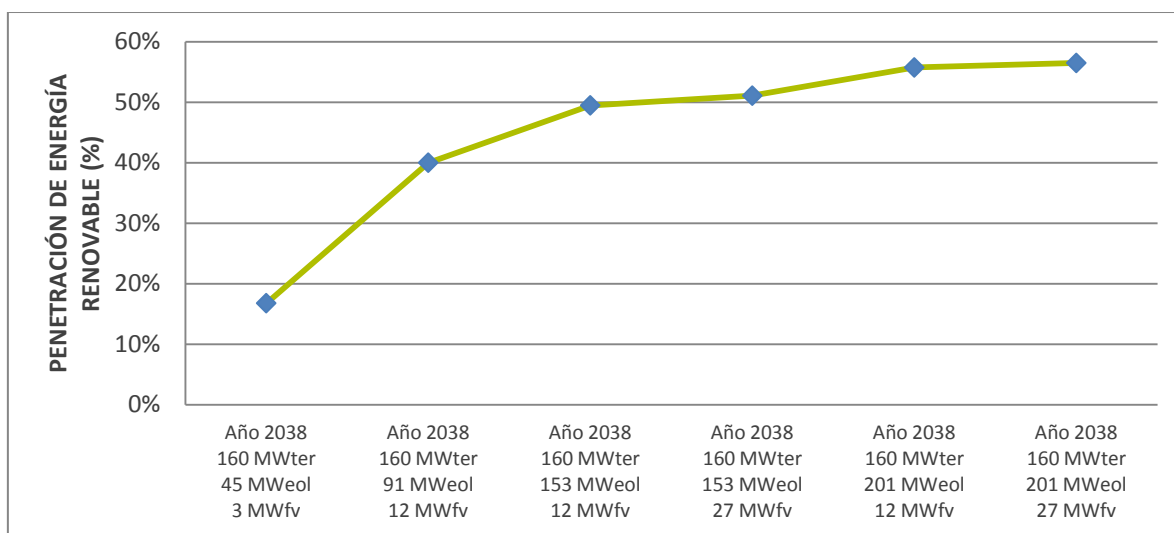


Figura 4.19. Penetración de la energía renovable con diferentes alternativas de generación de energía eléctrica.
Elaboración propia

Si se analizan los costes de generación de cada una de las alternativas analizadas se observa que a medida que se incorporan nuevos parques eólicos e instalaciones fotovoltaicas los costes de generación disminuyen hasta alcanzar un mínimo de 18,74 c€/kWh en la alternativa LZ-2038_160MWter + 153MWeol + 12MWfv y a partir de ahí comienzan a incrementarse debido a que el sistema eléctrico comienza a no admitir mayor penetración de renovable.

En cualquier caso en las alternativas analizadas los costes de O&M siempre disminuyen a medida que se incrementa la penetración de renovable debido a que los costes de los parques eólicos y de las nuevas instalaciones solares fotovoltaicas son inferiores a los de los grupos térmicos.

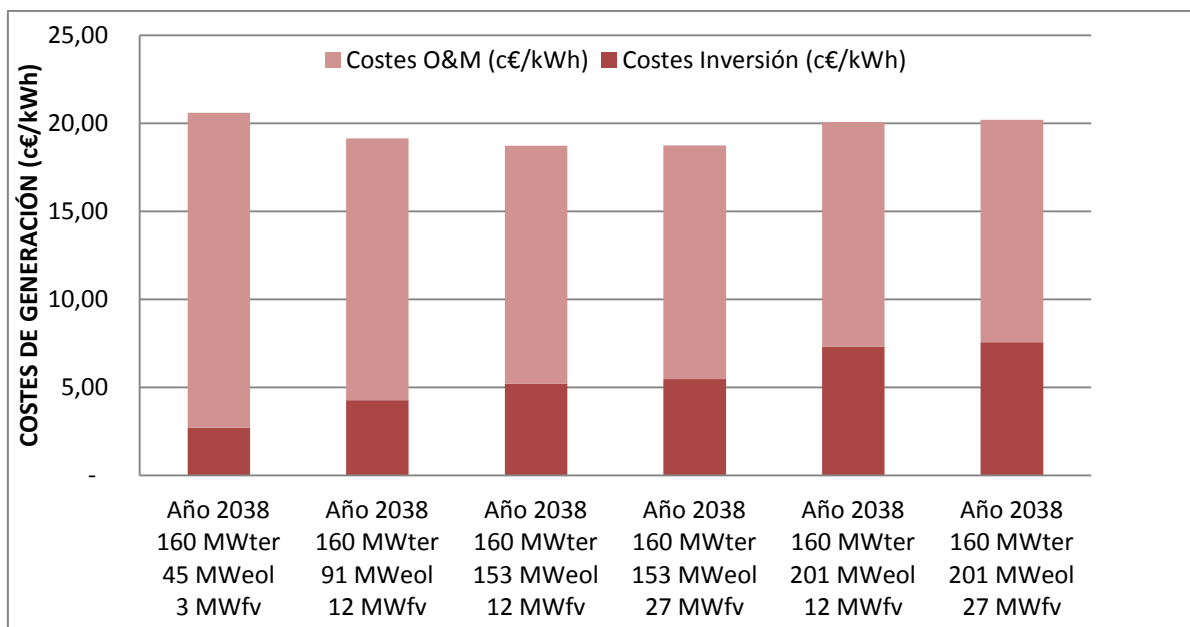


Figura 4.20. Costes de generación de energía eléctrica de diferentes alternativas de generación en el año 2038 en las que se van incorporando nuevos parques eólicos e instalaciones fotovoltaicas. Elaboración propia

Dado que en estas alternativas no se han empleado sistemas de almacenamiento energético, se observa que a partir de aproximadamente una penetración de energía renovable del 40% comienzan a existir excedentes de energía renovable, en torno a un 4,7% de la generación total de energía eléctrica de origen renovable, y a medida que se incrementa la penetración de energía renovable se incrementa el porcentaje de estos excedentes que no pueden introducirse en el sistema eléctrico hasta un 43,7% cuando se alcanza el 56,5% de la penetración de energía renovable, debiendo en estos casos desconectar algún aerogenerador o actuar sobre su sistema de regulación para producir menos electricidad.

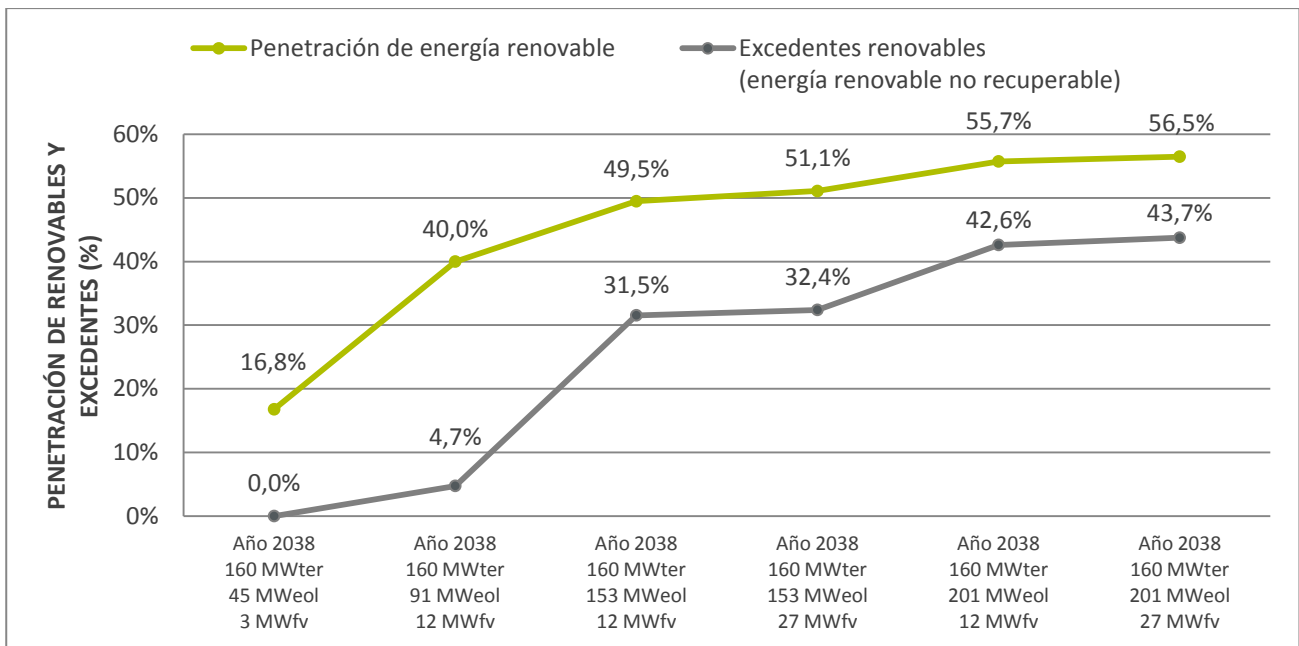


Figura 4.21. Penetración de la energía renovable y excedentes con diferentes alternativas de generación de energía eléctrica en el año 2038 en las que se van incorporando nuevos parques eólicos, instalaciones fotovoltaicas y baterías.
Elaboración propia

En el siguiente apartado se analiza el empleo de sistemas de almacenamiento energético que reducirían estos excedentes.

La inversión requerida a partir del año 2020 para la instalación de los diferentes equipos de generación oscila entre los 124 y los 565 millones de euros en función de la alternativa analizada, tal como se indica en la siguiente tabla.

Alternativa	Inversión Parques Eólicos (€)	Inversión Instalaciones Fotovoltaicas (€)	Inversión Grupos Térmicos (€)	Inversión Total (€)
Año 2038 160 MWter 45 MWeol 3 MWfv	-	-	124.000.000	124.000.000
Año 2038 160 MWter 91 MWeol 12 MWfv	121.309.980	16.800.000	124.000.000	262.109.980
Año 2038 160 MWter 153 MWeol 12 MWfv	221.089.980	16.800.000	124.000.000	361.889.980
Año 2038 160 MWter 153 MWeol 27 MWfv	221.089.980	39.600.000	124.000.000	384.689.980
Año 2038 160 MWter 201 MWeol 12 MWfv	401.685.960	16.800.000	124.000.000	542.485.960
Año 2038 160 MWter 201 MWeol 27 MWfv	401.685.960	39.600.000	124.000.000	565.285.960

De las alternativas analizadas se considera que la alternativa óptima es la LZ-2038_160MWter + 153MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t) ya que ofrece los menores costes de generación, estimados en 18,74 c€/kWh alcanzando una penetración de energía renovable del 50%. En un apartado posterior se representan resultados pormenorizados de esta alternativa.

4.4.2 SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EMPLEANDO BATERÍAS COMO ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

Se analizaron 6 alternativas, considerando que en todas se dispone de una central térmica con 9 grupos térmicos de 17,6 MW de potencia neta para garantizar un índice de cobertura superior a 1,1. El precio del fueloil que consumen estos grupos se estima en 633,91 €/t en la situación más desfavorable, que representa el precio máximo alcanzado en los últimos cinco años (el precio del barril de petróleo se encontraba a 100 \$/barril en ese momento). En este sistema también se incluye la planta de biometanización de Zonzamas de 2 MW de potencia. En un análisis de sensibilidad posterior se analiza la influencia del precio del combustible y del índice de cobertura en los costes de generación del sistema eléctrico.

A continuación se efectúa una breve descripción de las alternativas analizadas:

- LZ-2038_ 160MWter + 91MWeol + 12MWfv + 60MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - o Contiene 9 parques eólicos (Punta Grande, Los Valles, Punta los Vientos, Tegui, Arrecife, San Bartolomé, Montaña La Mina, OffShore I y OffShore II), 3 instalaciones fotovoltaicas de más de 1 MW y varias dispersas en el territorio y 60 MW de baterías de ión-litio repartidas por el territorio.
- LZ-2038_ 160MWter + 153MWeol + 12MWfv + 40MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t) y LZ-2038_ 160MWter + 153MWeol + 12MWfv + 60MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - o Contiene más de 10 parques eólicos (Punta Grande, Los Valles, Punta los Vientos, Tegui, Arrecife, San Bartolomé, Montaña La Mina, OffShore I, OffShore II, Los Valles repotenciado y varios de autoconsumo), 3 instalaciones fotovoltaicas de más de 1 MW y varias dispersas en el territorio. Además se añaden dos opciones de almacenamiento energético: 40MW y 60 MW de baterías de ión-litio repartidas por el territorio.
- LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 27MWfv + 40MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t) y LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 27MWfv + 60MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t) y LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 27MWfv + 100MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t)
 - o Contiene más de 11 parques eólicos (Punta Grande, Los Valles, Punta los Vientos, Tegui, Arrecife, San Bartolomé, Montaña La Mina, OffShore I, OffShore II, OffShore III, Los Valles repotenciado y varios de autoconsumo), 6 instalaciones fotovoltaicas de más de 1 MW y varias dispersas en el territorio. Además se añaden tres opciones de almacenamiento energético: 40MW, 60 MW y 100 MW de baterías de ión-litio repartidas por el territorio.

El empleo de baterías de ión-litio industriales comienza a ser rentable en sistemas de generación de energía eléctrica con penetraciones de energía renovable superior al 40%, dado que comienzan a aparecer excedentes renovables que el sistema eléctrico no puede absorber. Las baterías se pueden recargar con esos excedentes y ceder la energía almacenada en las horas valle de producción renovable mejorando la eficiencia del sistema y evitando la parada o reducción de la producción de algunos parques eólicos o instalaciones solares fotovoltaicas.

Como se observa en la siguiente tabla el empleo de baterías permite incorporar un porcentaje adicional de energía renovable cuando se supera el 40% de penetración de energía renovable, pasando del 49,5% al 61,2% en la segunda alternativa analizada y del 56,5% al 74,9% en la tercera. El número de horas de funcionamiento de las baterías también se incrementa sustancialmente a medida que se incrementa la penetración de renovables, pasando de 5.232 horas en la segunda alternativa analizada a 7.032 horas en la tercera alternativa.

COMPARATIVA ENTRE ALTERNATIVAS ANALIZADAS CON Y SIN BATERIAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO			
	160 MWter 91 MWeol 12 MWfv	160 MWter 153 MWeol 12 MWfv	160 MWter 201 MWeol 27 MWfv
Penetración de renovables sin batería	40,0%	49,5%	56,5%
Penetración de renovables con 60 MW batería	40,9%	61,2%	74,9%
Horas Funcionamiento Baterías	648	5.232	7.032
Factor Utilización Baterías	1,0%	16,8%	24,0%

A continuación se muestran unas gráficas en las que se observa como varía la penetración de renovables, los costes de generación y las emisiones equivalentes de CO₂ a medida que se introducen baterías en el sistema eléctrico.

La introducción de 60 MW de baterías de ión-litio industriales permitiría que la penetración de renovables en la isla de Lanzarote se acercara al 75%.

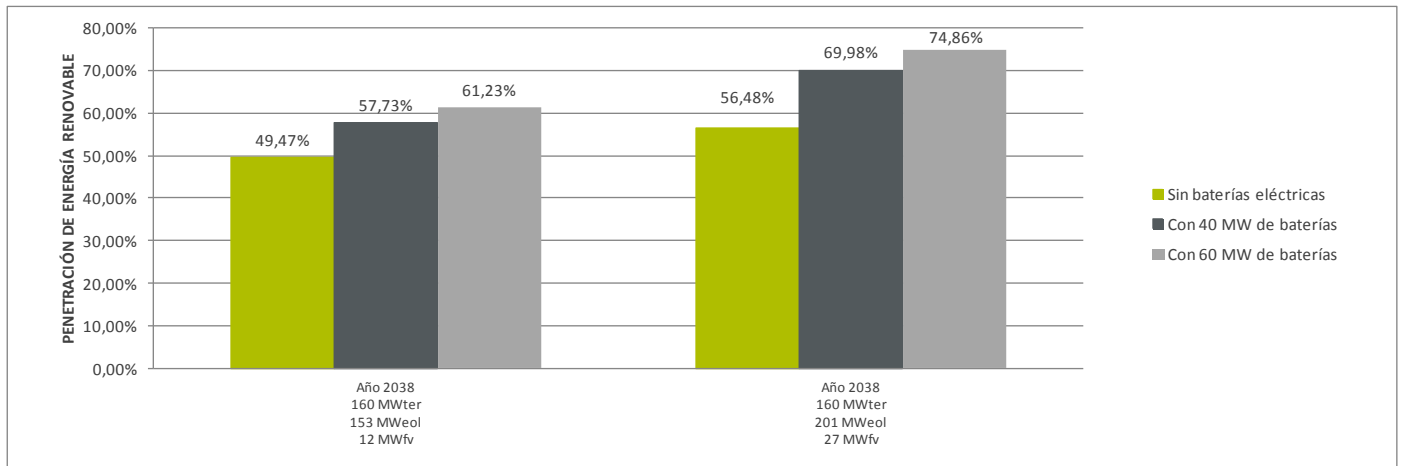


Figura 4.22. Penetración de energía renovable en diferentes alternativas analizadas. Elaboración propia

El empleo de baterías incrementa los costes de generación debido a su alto precio estimado en 2.000.000 €/MW (considerando una vida útil de 12,5 años), pasando de 18,74 c€/kWh (en la alternativa óptima económica) a 20,80 c€/kWh (en la alternativa con mayor penetración de energía renovable) pero disminuirían los costes de O&M de 13,52 c€/kWh a 10,28 c€/kWh dado que reduce sustancialmente el consumo de combustibles, por lo que podría ser una alternativa viable en los próximos años si disminuye su precio.

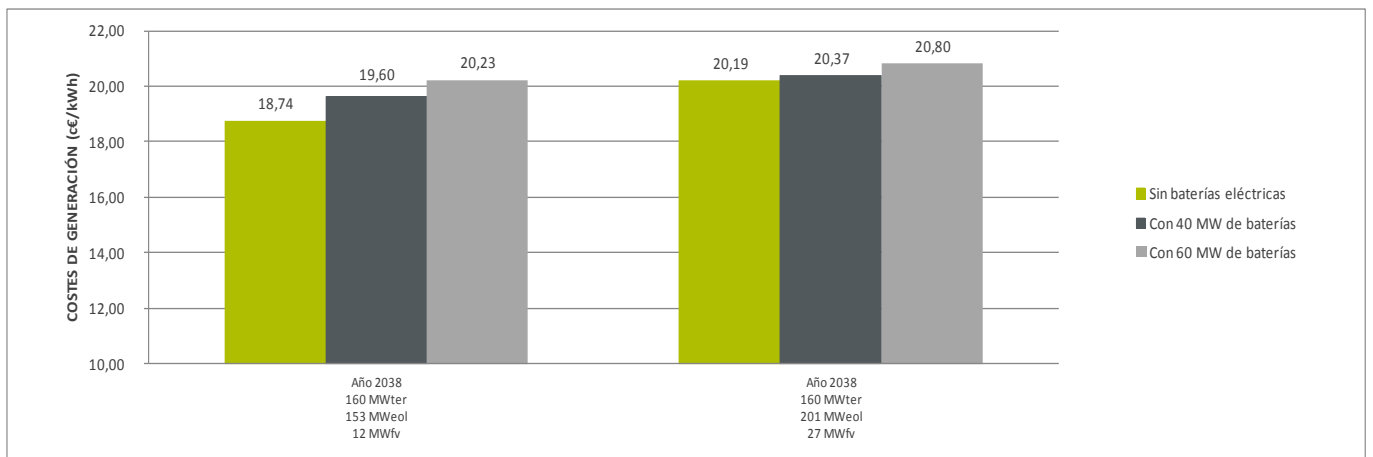


Figura 4.23. Costes de generación del sistema de generación de energía eléctrica en diferentes alternativas analizadas. Elaboración propia

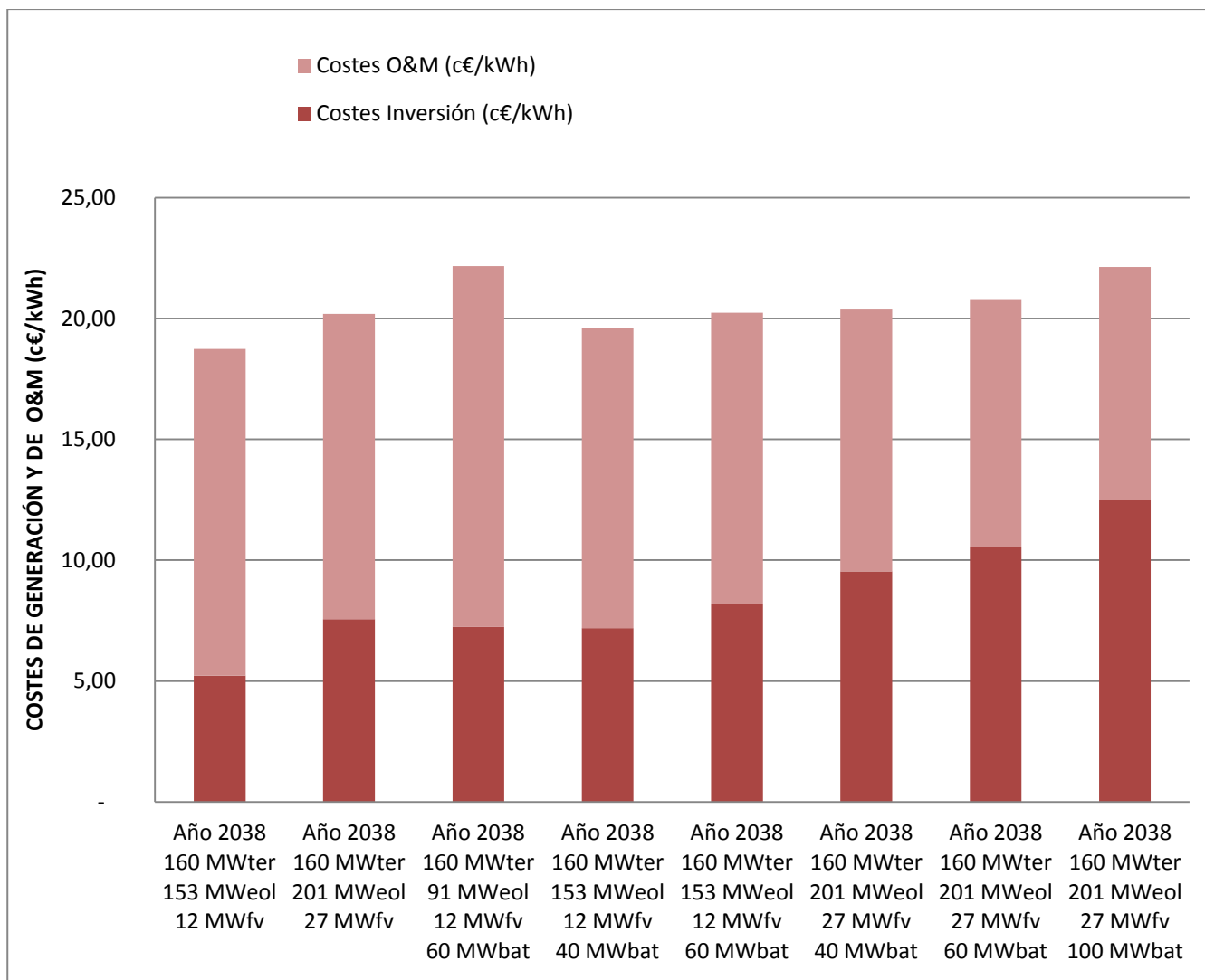


Figura 4.24. Costes de generación y de O&M en diferentes alternativas analizadas. Elaboración propia

El consumo de combustible y las emisiones de CO₂ se reducen sustancialmente cuando se emplean baterías siempre que la penetración de energía renovable supera el 40%. Como se observa en la siguiente gráfica en la alternativa LZ-2038_ 160MWter + 153MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t) si se emplean 60MW de baterías, se reduce en un 18% el consumo de combustible y de emisiones equivalentes de CO₂, pasando de un consumo de fueloil de 355.298 t a 264.718 t. En el caso de la alternativa LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 27MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t), empleando 100MW de baterías, el consumo de combustible y de emisiones equivalentes de CO₂ se reduce en un 54%, pasando de un consumo de fueloil de 312.366 t a 140.215 t.

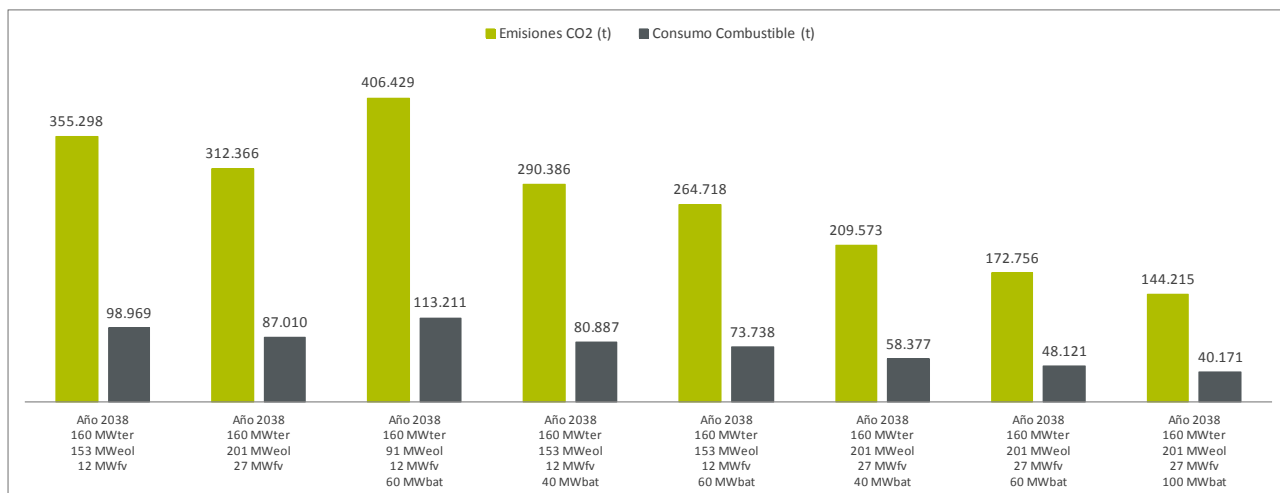


Figura 4.25. Emisiones y Consumo de Combustible de diferentes alternativas analizadas. Elaboración propia

El empleo de baterías como se ha comentado anteriormente reduce los excedentes de energías renovables. Como se observa en la siguiente gráfica en la alternativa LZ-2038_ 160MWter + 153MWeol + 12MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t) si se emplean 60MW de baterías, la penetración de renovables se incrementa del 49,5% al 61,2% y los excedentes se reducen del 31,5% al 2,6%. En el caso de la alternativa LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 27MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t), empleando 100MW de baterías, la penetración de renovables se incrementa del 56,5% al 79% y los excedentes se reducen del 43,7% al 9,5%.

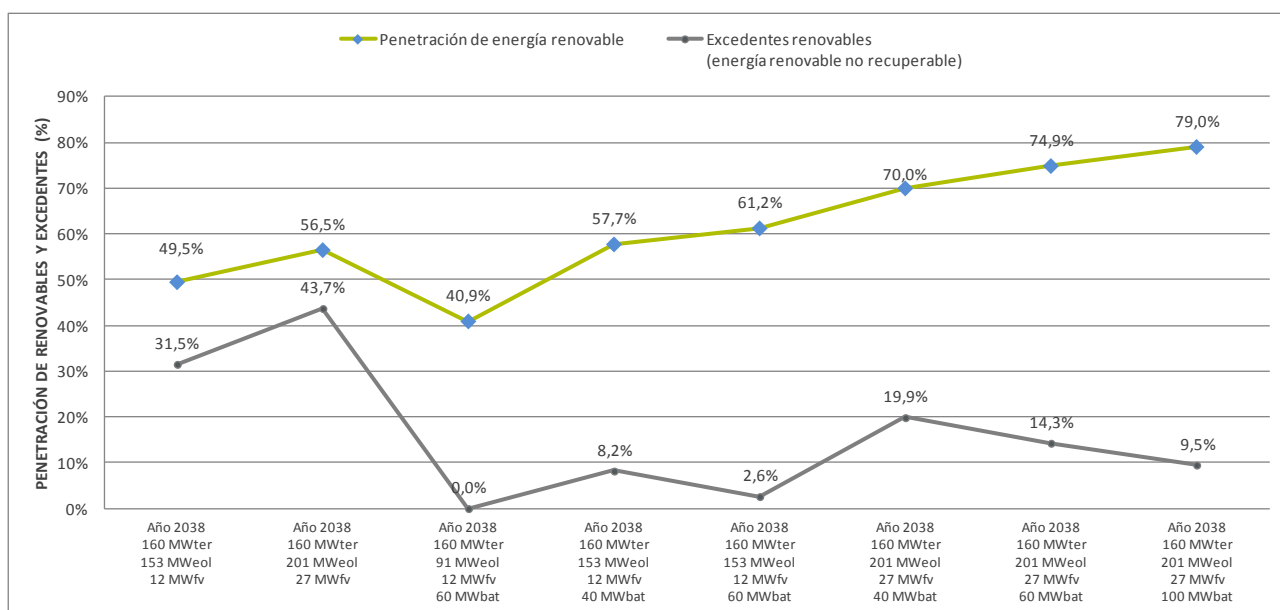


Figura 4.26. Penetración de la energía renovable y excedentes con diferentes alternativas de generación de energía eléctrica en el año 2038 en las que se van incorporando nuevos parques eólicos, instalaciones fotovoltaicas y baterías. Elaboración propia

La inversión requerida a partir del año 2020 para la instalación de los diferentes equipos de generación, incluyendo las baterías, oscila entre los 502 y los 965 millones de euros en función de la alternativa analizada, tal como se indica en la siguiente tabla.

Alternativa	Inversión Parques Eólicos (€)	Inversión Instalaciones Fotovoltaicas (€)	Inversión Grupos Térmicos (€)	Inversión Batería (€)	Inversión Total (€)
Año 2038 160 MWter 153 MWeol 12 MWfv	221.089.980	16.800.000	124.000.000		361.889.980
Año 2038 160 MWter 201 MWeol 27 MWfv	401.685.960	39.600.000	124.000.000	-	565.285.960
Año 2038 160 MWter 91 MWeol 12 MWfv 60 MWbat	121.309.980	16.800.000	124.000.000	240.000.000	502.109.980
Año 2038 160 MWter 153 MWeol 12 MWfv 40 MWbat	221.089.980	16.800.000	124.000.000	160.000.000	521.889.980
Año 2038 160 MWter 153 MWeol 12 MWfv 60 MWbat	221.089.980	16.800.000	124.000.000	240.000.000	601.889.980
Año 2038 160 MWter 201 MWeol 27 MWfv 40 MWbat	401.685.960	39.600.000	124.000.000	160.000.000	725.285.960
Año 2038 160 MWter 201 MWeol 27 MWfv 60 MWbat	401.685.960	39.600.000	124.000.000	240.000.000	805.285.960
Año 2038 160 MWter 201 MWeol 27 MWfv 100 MWbat	401.685.960	39.600.000	124.000.000	400.000.000	965.285.960

De las alternativas analizadas se considera que la alternativa óptima a nivel económico al igual que en el apartado anterior continúa siendo la LZ-2038_ 160MWter + 153MWeol + 12MWfv incorporando un conjunto de baterías con una potencia total instalada entre 40 y 60 MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t) ya que ofrece los menores costes de generación, en torno a los 20 c€/kWh, y reduce al máximo los excedentes renovables, permitiendo alcanzar una penetración de energía renovable del 60%, es decir un 10% más respecto a la alternativa sin el empleo de baterías.

Desde el punto de vista medioambiental así como de autosuficiencia energética, la alternativa que ofrece el mejor resultado es la LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 27MWfv incorporando un conjunto de baterías con una potencia total instalada entre 60 y 100 MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t), que genera unos costes de generación entre 20,8 y 22,13 c€/kWh, una penetración de energía renovable entre el 74% y el 79% y un ahorro en consumo de combustible y emisiones de gases de efecto invernadero entre un 50% y un 60% con respecto a la alternativa sin baterías LZ-2038_ 160MWter + 153MWeol + 12MWfv que dispone de un 50% de penetración de energía renovable. En un apartado posterior se representan resultados pormenorizados de la alternativa óptima a nivel medioambiental LZ-2038_ 160MWter + 153MWeol + 12MWfv + 60MWbat (precio del fueloil a 633,91 €/t).

4.4.3 SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EMPLEANDO UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE COMO ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

El empleo de una central hidroeléctrica reversible descrita en un apartado anterior, permitiría incrementar la penetración de energía renovable de un 56,5% a un 67% dentro de la alternativa óptima renovable LZ-2038_ 160MWter + 201MWeol + 27MWfv tal como se muestra en la siguiente tabla, consiguiendo un ahorro de un 23% en consumo de combustibles y emisiones equivalentes de CO₂ a la atmósfera. Sin embargo la elevada inversión requerida para su implantación, estimada en 200 millones de euros incrementaría los costes de generación en un 7,8%.

Si se compara con el uso de baterías, se observa que el empleo de éste último ofrece mejores resultados que el empleo de la central aunque la inversión sea mayor (estimada en 240 millones de euros), tanto en penetración de renovables (75% frente a 67%), como en costes de generación (20,80 frente a 21,70 c€/kWh) así como en ahorro de consumo de combustibles y emisiones equivalentes de CO₂ equivalentes.

Alternativa analizada	Penetración de renovables (%)	Costes de Generación (c€/kWh)	Costes de O&M (c€/kWh)	Consumo Combustible (t)	Emisiones CO ₂ (t)	Coste Generación (€/año)
Con CHR - 60 MW	67,0%	21,75	12,06	67.446	242.130	171.639.530
Con Baterías - 60MW	74,9%	20,80	10,28	48.121	172.756	164.077.857
Sin Baterías	56,5%	20,19	12,63	87.010	312.366	159.264.083

Figura 4.27. Comparativa del empleo de diferentes sistemas de almacenamiento energético para la alternativa de generación LZ2038-160 MWter-201 MWeol-27 MWfv . Elaboración propia

4.4.4 SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EMPLEANDO GESTIÓN EFICIENTE DE PRODUCCIÓN DE AGUA

Una gestión eficiente del sistema de producción de agua puede reducir simultáneamente los costes de generación de energía eléctrica y de agua.

Para conseguirlo se debería disponer de bastidores de desalación gestionables, es decir, que pudieran conectarse y desconectarse en periodos cortos de tiempo, no menos de 8 horas, intentando concentrar la demanda de energía asociada a la desalación:

- En horas valle cuando exista baja penetración de renovables.
- En horas de máxima generación renovable cuando exista una alta penetración de renovables.

Las condiciones de interrumpibilidad de las plantas desaladoras permiten a su vez reducir la reserva caliente asociada a los parques eólicos y solares fotovoltaicos.

Según la información de la que se dispone y efectuando las simplificaciones comentadas en los datos de partida, se estima que la demanda anual de agua en el año 2038 será igual a la actual, ya que el incremento de la misma en los próximos años se va a ver compensada por una reducción en las pérdidas de transporte y una política de fomento del ahorro de consumo de agua. También se estima que se dispondrá de la misma capacidad de desalación estimada en 90.000 m³/día con una potencia total gestionable de 14 MW y una capacidad total de almacenamiento en depósitos cerrados para agua de abasto de 200.000 m³.

Si consideramos el sistema de producción como no gestionable, funcionando en régimen nominal durante todo el año, el coste del consumo medio de electricidad de las plantas desaladoras se asemejaría al coste de generación del sistema eléctrico. Es decir en el caso de simularlo dentro del supuesto óptimo, con el código LZ2038_160 MWter + 153 MWeol + 12 MWfv, el coste sería de 18,74 c€/kWh.

Sin embargo, en un sistema de producción óptimo, en la que la producción se adapta a la oferta renovable (carga gestionable), como es el caso de la alternativa LZ2038_160 MWter + 153 MWeol + 12 MWfv + AGUA, prácticamente el 100% de la producción de agua podría ser de origen renovable (en la simulación efectuada se ha alcanzado el 98,5%), tal como se observa en un periodo de la simulación efectuada dentro del sistema de generación óptimo, en la que los bastidores se conectan y desconectan en función de la oferta renovable que existe en cada día, respetando un funcionamiento mínimo por bastidor de 8 horas.

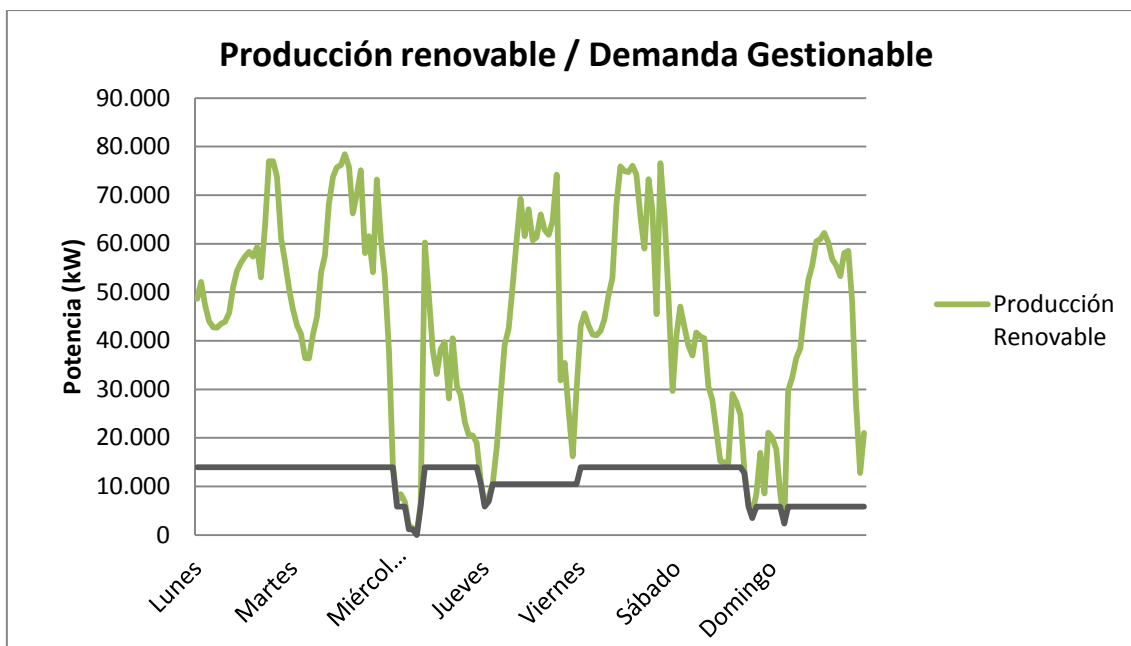


Figura 4.28. Simulación semanal de la demanda gestionable junto con la producción renovable
Elaboración propia

En este caso, manteniendo la misma capacidad de desalación que la existente actualmente y la misma capacidad de almacenamiento, se consigue reducir los costes de generación en 0,10 c€/kWh e incrementar la penetración de renovables en un 1%, obteniendo un ahorro de 700.00 euros al año en el sistema de generación de energía eléctrica, suponiendo que el precio del combustible asociado a la producción de energía eléctrica fuese de 633,91 €/t.

**RESUMEN DE RESULTADOS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LANZAROTE
AÑO 2038 (INFLUENCIA DE LA GESTIÓN EFICIENTE DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA DESALADA)**

Año de simulación	Alternativa	Energía puesta en red (GWh)	Penetración energía renovable (%)	Costes de generación específicos (c€/kWh)	Costes de O&M (c€/kWh)	Consumo de combustible (t)	Emisiones equivalentes de CO ₂ a la atmósfera (t)
2038	160 MWter 153 MWeol 12 MWfv (Con gestión eficiente agua)	788	50,42%	18,64	13,42	96.711	347.192
2038	160 MWter 153 MWeol 12 MWfv (Sin gestión eficiente agua)	788	49,47%	18,74	13,52	98.969	355.298
2038	160 MWter 201 MWeol 12 MWfv (Con gestión eficiente agua)	788	57,66%	20,10	12,54	84.216	302.336
2038	160 MWter 201 MWeol 27 MWfv (Sin gestión eficiente agua)	788	56,48%	20,19	12,63	87.010	312.366

4.4.5 SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INCORPORANDO EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

La sustitución de 40.000 vehículos térmicos por eléctricos (que representa el 50% del parque móvil de turismos actual en la isla) y su recarga en un sistema eléctrico con una penetración de energía renovable en torno al 55%, generaría un ahorro de consumo de combustible y emisiones GEI del 22,2% (generación+movilidad) y un ahorro económico de casi 20 millones de euros al año.

La recarga de estos vehículos eléctricos implicaría un aumento del consumo de combustibles para generar electricidad de un 15,29%, pasando de 87.010 toneladas que se consumirían en el sistema óptimo de ese año (LZ2038_160 MWter + 201 MWeol + 27 MWfv) a consumir 97.992 toneladas en este nuevo modelo (LZ2038_160 MWter + 201 MWeol + 27 MWfv + VE) y un ahorro de consumo de combustible del parque de vehículos térmicos de 125.980 toneladas, por lo que en el balance global (generación+movilidad) se conseguiría un ahorro neto de combustible de 27.898 toneladas.

Alternativa óptima medioambiental		Penetración renovable (%)	Coste de Generación Específico (c€/kWh)	Consumo Combustible en Generación (t)	Emisiones CO2 en Generación (t)	Coste de Generación (€)	Demanda de energía eléctrica (MWh)	Coste Generación + Movilidad (€)	Consumo Combustible Generación + Movilidad (t)
Año 2038 160 MWter 201 MWeol 27 MWfv	Sin Vehículo Eléctrico	56,5%	20,19	87.010	312.366	159.264.083	788.676	190.368.083	125.890
Año 2038 160 MWter 201 MWeol 27 MWfv	Con Vehículo Eléctrico	55,9%	19,31	97.992	351.792	170.600.293	883.413	170.600.293	97.992

Número de vehículos eléctricos	40.000
Incremento de demanda de energía eléctrica	12%
Variación penetración renovable	-0,5%
Ahorro en consumo combustible y emisiones GEI (%)	22,2%
Ahorro económico anual	19.767.790 €

*Figura 4.29. Comparativa del sistema eléctrico óptimo a nivel medioambiental del año 2038 y el mismo modelo añadiendo la recarga de baterías de 40.000 vehículos eléctricos
Elaboración propia*

Por otro lado, la introducción de los vehículos eléctricos en este sistema eléctrico analizado no afectaría de forma acusada a la penetración de renovables y a los costes de generación, que pasan de 56,5% a 55,9% y de 20,19 a 19,31 c€/kWh, respectivamente.

4.4.6 SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO, GESTIÓN EFICIENTE DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA Y RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

El empleo de un sistema de generación de energía eléctrica con alta penetración de energías renovables que incluye un sistema de almacenamiento energético, una gestión eficiente de la producción de agua desalada y la recarga de vehículos eléctricos genera los mejores resultados a nivel medioambiental y uno de los mejores resultados a nivel económico.

Alternativa óptima medioambiental	Gestión	Penetración renovable (%)	Costes de Generación específico (c€/kWh)	Consumo Combustible en Generación (t)	Emisiones CO2 en Generación (t)	Coste de Generación (€)	Demanda de energía eléctrica (MWh)	Coste Generación + Movilidad (€)	Consumo Combustible + Movilidad (t)	Emisiones CO2 + Movilidad (t)
Año 2038 160 MWter 201 MWeol 27 MWfv	Sin Vehículo Eléctrico y Sin Gestión de Agua	56,5%	20,19	87.010	312.366	159.264.083	788.676	190.368.083	125.890	450.001
Año 2038 160 MWter 201 MWeol 27 MWfv	Sin Vehículo Eléctrico y Con Gestión de Agua	57,7%	20,10	84.216	302.336	158.567.555	788.830	189.671.555	123.096	439.971
Año 2038 160 MWter 201 MWeol 27 MWfv	Con Vehículo Eléctrico y Sin Gestión de Agua	55,9%	19,31	97.992	351.792	170.600.293	883.413	170.600.293	97.992	351.792
Año 2038 160 MWter 201 MWeol 27 MWfv 60 Mwbat	Baterías, Sin Vehículo Eléctrico Ni Gestión de Agua	74,9%	20,80	48.121	172.756	164.077.857	788.677	195.181.857	87.001	310.391
Año 2038 160 MWter 201 MWeol 27 MWfv	Baterías, Con Vehículo Eléctrico y Gestión de Agua	72,4%	19,69	58.732	210.846	173.949.817	883.568	173.949.817	58.732	210.846

Número de vehículos eléctricos	40.000
Potencia gestionable asociada a desalación (MW)	14
Potencia almacenamiento energético en baterías (MW)	60
Incremento de demanda de energía eléctrica	12%
Variación penetración renovable	16%
Ahorro en consumo combustible y emisiones GEI (%)	53%
Ahorro económico anual (€)	16.418.266 €

Figura 4.30. Comparativa del sistema eléctrico óptimo a nivel medioambiental del año 2038 con diferentes modelos de gestión. Elaboración propia

4.5 RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ÓPTIMO EN EL AÑO 2038 SIN ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO.

A continuación se muestran los resultados gráficos, técnicos y económicos de la alternativa LZ2038_160 MWter + 153 MWeol + 12 MWfv, considerada la óptima a nivel económico, que posee las siguientes características:

- Una central térmica con 9 grupos térmicos de 17,6 MW de potencia neta, disponiendo de una potencia total instalada de 158,4 MW para garantizar un índice de cobertura superior a 1,1. El precio del fueloil que consumen estos grupos se ha estimado en 633,91 €/t en la situación más desfavorable.
- Un mínimo de 10 parques eólicos (Punta Grande, Los Valles, Punta los Vientos, Teguisse, Arrecife, San Bartolomé, Montaña La Mina, OffShore I, OffShore II, Los Valles repotenciado y varios de autoconsumo), con una potencia total instalada de 153,65 MW.
- 3 instalaciones fotovoltaicas de más de 1 MW y varias dispersas en el territorio, con una potencia total instalada de 11,90 MW .
- Planta de biometanización de Zonzamas de 2 MW de potencia.

RESULTADOS TÉCNICOS

La demanda de energía eléctrica prevista en el año 2038, estimada en 788.676 MWh en barras de central, es cubierta en un 50,5% por grupos diesel, un 46,7% por los parques eólicos y un 2,3% por instalaciones solares fotovoltaicas repartidas por todo el territorio. La aportación de la planta de biogás de Zonzamas es del 0,4% restante. Las pérdidas de generación se estiman en un 5% y las de transporte en un 6%. La penetración de renovables en el sistema eléctrico es del 49,47%.

Para producir la energía eléctrica demandada se han consumido (a efectos retributivos) 98.969 t de combustible y se han emitido a la atmósfera (a efectos retributivos) 354.050 t de CO₂.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LANZAROTE (MWh)		
2038 SIN BATERÍA		
RÉGIMEN ORDINARIO		
Turbina Vapor	-	
Motor Diesel	418.479	
Turbina Gas	-	
Ciclo Combinado	-	
Total Régimen Ordinario	418.479	
<i>Consumos en generación</i>	-19.927	5% (pérdidas generación)
RÉGIMEN ESPECIAL		
Eólica	368.670	
Fotovoltaica	18.534	
Minihidráulica	-	
Biogás (Vertedero Zonzamas)	2.920	
Total Régimen Especial	390.124	49,47% (penetración renovables)
<i>Consumos en bombeo</i>	-	
<i>Saldo Intercambios (impor+;expor-)</i>	-	
DEMANDA(b.c.)	788.676	
<i>Pérdidas en transporte</i>	- 47.320	6% (pérdidas transporte)
CONSUMO FINAL	741.355	

Tabla 4.14. Balance del año 2038 de energía eléctrica en Lanzarote, según SOWES

A continuación se presenta los resultados técnicos por equipo de generación:

EQUIPO	POT NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	HORAS FUNCIONAM.	HORAS EQUIV.	HORAS EQUIV. MÁXIMAS	CONSUMO COMBUSTIBLE (t)	CONSUMO ESPEC. COMBUSTIBLE (gr/kWh)	Nº ARRANQUES	EMISIONES CO2 EQUIV. (tCO2)
Diesel 11	17.600	131.582.726	7.709	7.476	-	29.696	225,68	0	106.610
Diesel 12	17.600	96.534.665	7.709	5.485	-	22.926	237,49	0	82.305
Diesel 13	17.600	31.464.267	4.684	1.788	-	8.844	281,09	384	31.751
Diesel 14	17.600	72.827.623	7.709	4.138	-	18.492	253,91	0	66.385
Diesel 15	17.600	49.552.752	6.643	2.815	-	13.482	272,08	199	48.401
Diesel 16	17.600	12.247.096	2.073	696	-	3.605	294,35	425	12.942
Diesel 17	17.600	3.703.518	682	210	-	1.129	304,77	197	4.052
Diesel 18	17.600	596.640	113	34	-	184	308,77	52	661
Diesel 19	17.600	42.240	8	2	-	13	308,77	6	47
Biogás	2.000	2.920.000	1.460	1.460	-	597	204,58	0	896
TOTAL TÉRMICA	160.400	401.471.527	-	-	-	98.969	246,52	-	354.050
Los Valles_ampliación	850	2.623.712	7.531	2.082	3.087	-	-	-	-
Punta Grande (C. Térmica)	4.600	5.624.720	5.642	1.356	2.011	-	-	-	-
Punta Los Vientos (Autoc.)	12.000	30.281.069	7.990	1.719	2.548	-	-	-	-
San Bartolomé	9.200	28.081.396	8.310	2.059	3.053	-	-	-	-
Arrecife	9.200	25.910.213	8.302	1.914	2.837	-	-	-	-
Teguise	9.200	27.808.821	8.311	2.039	3.023	-	-	-	-
Montaña La Mina_Repotenc.	9.900	38.241.418	8.088	2.605	3.863	-	-	-	-
Offshore I	12.000	29.710.131	5.145	2.738	4.061	-	-	-	-
Offshore II	24.000	50.965.415	4.921	2.710	4.019	-	-	-	-
Varios autoconsumo	49.500	114.799.582	7.964	2.551	3.783	-	-	-	-
Los Valles_Repotenciación	13.200	14.623.842	4.997	2.632	3.903	-	-	-	-
SFV Balsa Maneje	1.900	3.264.402	4.791	1.568	1.718	-	-	-	-
SFV Auto	1.000	1.697.893	4.791	1.550	1.698	-	-	-	-
FV-2025 Auto	2.000	3.314.934	4.791	1.513	1.657	-	-	-	-
FV-2030 Auto	2.000	3.355.360	4.791	1.531	1.678	-	-	-	-
FV-2035 Auto	2.000	3.395.787	4.791	1.550	1.698	-	-	-	-
FV-2025	1.000	1.193.634	3.276	1.587	1.738	-	-	-	-
FV-2030	1.000	1.150.078	3.141	1.605	1.759	-	-	-	-
FV-2035	1.000	1.162.117	3.140	1.624	1.779	-	-	-	-
TOTAL RENOVABLES	165.550	387.204.526	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 4.15. Resultados técnicos según equipos y tecnología

RESULTADOS ECONÓMICOS

Los costes de generación del sistema eléctrico simulado se estiman en 18,73 c€/kWh. De estos, el 28% están asociados a la retribución por inversión, el 10% lo representan los costes fijos y el 62% son costes variables.

Si lo analizamos por tecnología de generación, se observa que los parques eólicos son los que menores costes de generación poseen, con 9,34 c€/kWh, seguido de las instalaciones fotovoltaicas, con 11,50 c€/kWh, los grupos térmicos con 27,69 c€/kWh.

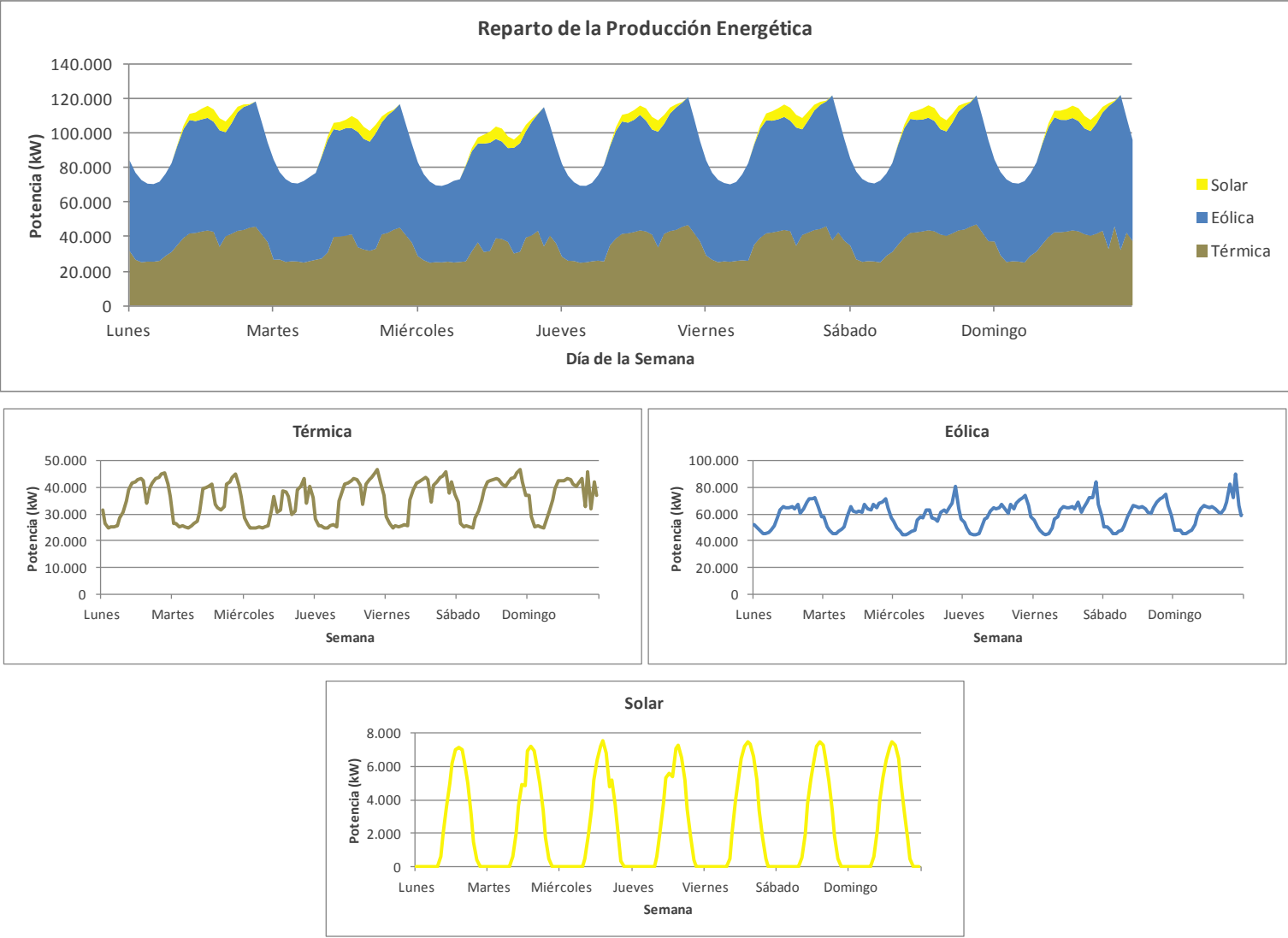
EQUIPO	POT. NETA (KW)	PRODUCCIÓN (KWh)	COSTES GENERACIÓN (€)							COSTES DE GENERACIÓN (c€/kWh)
			Retribución Inversión	Coste O&M Fijo	Coste O&M Variable	Coste Combustible	Coste Arranque	Retribución emisión CO2	TOTAL Costes generación	
Diesel 11	17.600	131.582.726	1.256.986	1.601.344	3.475.163	18.824.748	446.694	0	25.604.935	19,46
Diesel 12	17.600	96.534.665	1.517.462	1.538.860	2.450.045	14.533.142	344.858	0	20.384.368	21,12
Diesel 13	17.600	31.464.267	1.588.501	1.523.624	790.655	5.606.474	133.036	1.499.318	11.141.609	35,41
Diesel 14	17.600	72.827.623	1.517.462	1.538.860	1.848.362	11.722.116	278.155	0	16.904.955	23,21
Diesel 15	17.600	49.552.752	1.517.462	1.538.860	1.257.646	8.546.466	202.800	774.755	13.837.989	27,93
Diesel 16	17.600	12.247.096	2.289.412	1.631.006	289.917	2.285.216	54.226	1.658.524	8.208.302	67,02
Diesel 17	17.600	3.703.518	2.773.756	1.536.482	82.590	715.511	16.978	763.182	5.888.499	159,00
Diesel 18	17.600	596.640	2.773.756	1.536.482	13.305	116.782	2.771	197.154	4.640.250	777,73
Diesel 19	17.600	42.240	2.935.204	1.506.207	923	8.268	196	12.544	4.463.342	10.566,62
Biogás	2.000	2.920.000	0	33.671	79.455	0	0	0	113.126	3,87
TOTAL TÉRMICA	160.400	401.471.527	18.170.001	13.985.395	10.288.063	62.358.723	1.479.715	4.905.477	111.187.375	27,69
Los Valles_ampliación	850	2.623.712	52.269	0	61.058	-	-	-	113.327	4,32
Punta Grande (C. Térmica)	4.600	5.624.720	283.224	0	219.635	-	-	-	502.859	8,94
Punta Los Vientos (Autoc.)	12.000	30.281.069	792.288	0	711.623	-	-	-	1.503.911	4,97
San Bartolomé	9.200	28.081.396	655.484	0	640.829	-	-	-	1.296.313	4,62
Arrecife	9.200	25.910.213	640.585	0	601.467	-	-	-	1.242.052	4,79
Teguise	9.200	27.808.821	580.931	0	647.173	-	-	-	1.228.104	4,42
Montaña La Mina_Repotenc.	9.900	38.241.418	804.432	0	855.210	-	-	-	1.659.642	4,34
Offshore I	12.000	29.710.131	3.243.336	0	1.368.802	-	-	-	4.612.138	15,52
Offshore II	24.000	50.965.415	6.828.795	0	2.656.278	-	-	-	9.485.073	18,61
Varios autoconsumo	49.500	114.799.582	5.270.126	0	4.355.057	-	-	-	9.625.183	8,38
Los Valles_Repotenciación	13.200	14.623.842	2.127.048	0	1.052.658	-	-	-	3.179.706	21,74
SFV Balsa Maneje	1.900	3.264.402	89.509	75.522	0	-	-	-	165.031	5,06
SFV Auto	1.000	1.697.893	94.678	39.355	0	-	-	-	134.033	7,89
FV-2025 Auto	2.000	3.314.934	380.240	73.414	0	-	-	-	453.654	13,69
FV-2030 Auto	2.000	3.355.360	418.913	69.851	0	-	-	-	488.764	14,57

FV-2035 Auto	2.000	3.395.787	445.570	66.461	0	-	-	-	512.030	15,08
FV-2025	1.000	1.193.634	76.048	36.707	0	-	-	-	112.755	9,45
FV-2030	1.000	1.150.078	91.068	34.925	0	-	-	-	125.993	10,96
FV-2035	1.000	1.162.117	106.088	33.230	0	-	-	-	139.318	11,99
TOTAL RENOVABLES	165.550	387.204.526	22.980.632	429.465	13.169.790	-	-	-	36.579.887	9,45
TOTAL	325.950	788.676.053	41.150.633	14.414.861	23.457.851	62.358.723	1.479.715	4.905.477	147.767.259	18,73

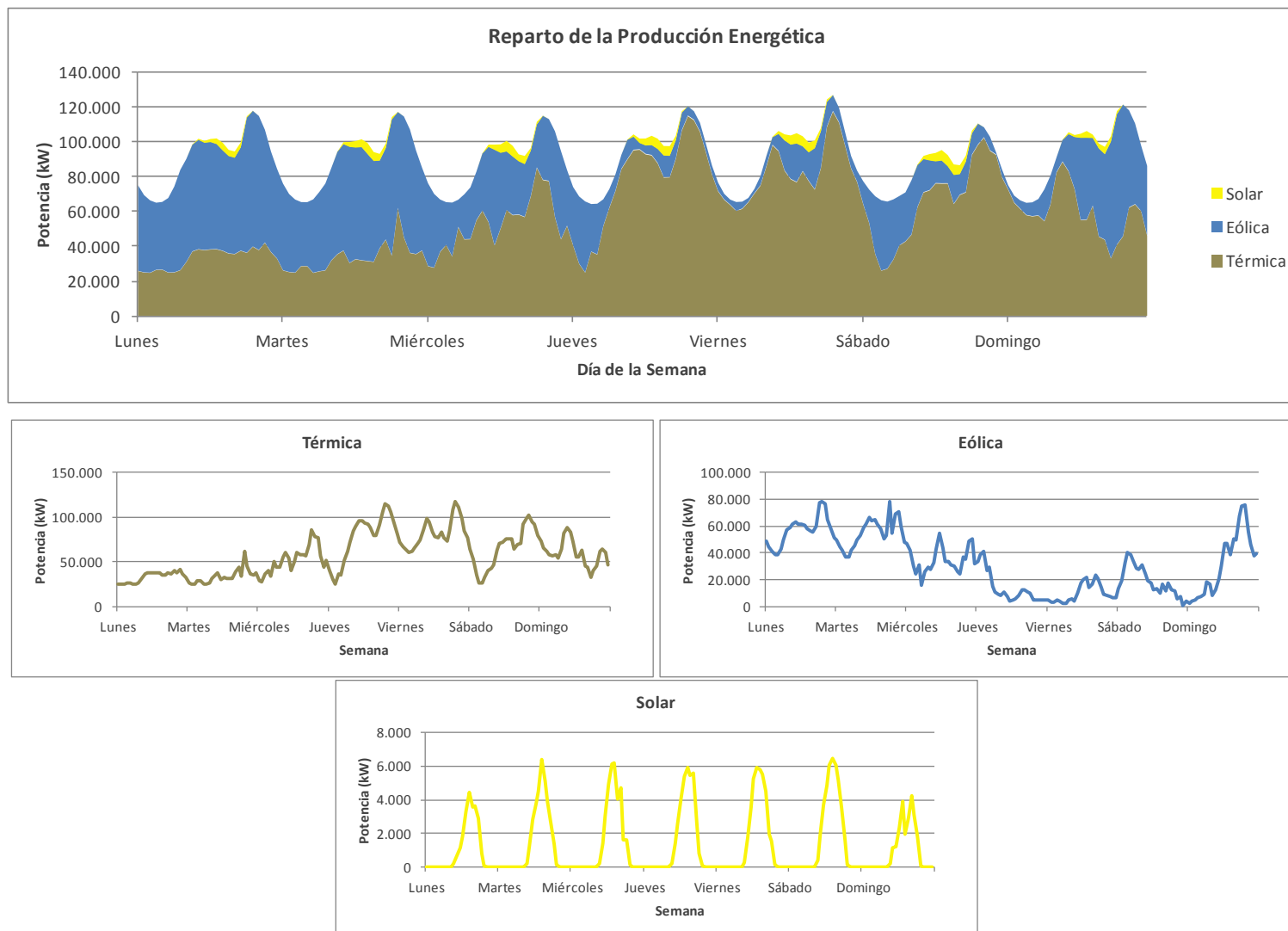
Tabla 4.16. Resultados económicos según equipos y tecnología

GRÁFICOS DE REPARTO DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍAS EN DOS SEMANAS DEL AÑO

SEMANA 2-8 AGOSTO DE 2038



SEMANA 20-26 DICIEMBRE DE 2038



4.6 RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ÓPTIMO EN EL AÑO 2038 CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

A continuación se muestran los resultados gráficos, técnicos y económicos de la alternativa LZ2038_160 MWter + 201 MWeol + 27 MWfv, considerada la óptima a nivel medioambiental, que posee las siguientes características:

- Una central térmica con 9 grupos térmicos de 17,6 MW de potencia neta, disponiendo de una potencia total instalada de 158,4 MW para garantizar un índice de cobertura superior a 1,1. El precio del fueloil que consumen estos grupos se ha estimado en 633,91 €/t en la situación más desfavorable.
- Un mínimo de 12 parques eólicos (Punta Grande, Los Valles, Punta los Vientos, Teguisse, Arrecife, San Bartolomé, Montaña La Mina, OffShore I , OffShore II, OffShore III, Los Valles repotenciado y varios de autoconsumo), con una potencia total instalada de 201,65 MW.
- 6 instalaciones fotovoltaicas de más de 1 MW y varias dispersas en el territorio, con una potencia total instalada de 26,9 MW.
- Planta de biometanización de Zonzamas de 2 MW de potencia.
- Sistema de almacenamiento energético compuesto por baterías industriales de ión-litio, con una potencia total instalada de 60 MW.

RESULTADOS TÉCNICOS

La demanda de energía eléctrica prevista en el año 2038, estimada en 788.676 MWh en barras de central, es cubierta en un 25,1% por grupos diesel, un 69,2% por los parques eólicos y un 5,3% por instalaciones solares fotovoltaicas repartidas por todo el territorio. La aportación de la planta de biogás de Zonzamas es del 0,4% restante. El consumo auxiliar de las baterías representa el 13% de la energía renovable producida. Las pérdidas de generación se estiman en un 5% y las de transporte en un 6%. La penetración de renovables en el sistema eléctrico es del 74,86%.

Para producir la energía eléctrica demandada se han consumido (a efectos retributivos) 48.121 t de combustible y se han emitido a la atmósfera (a efectos retributivos) 171.507 t de CO₂.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LANZAROTE (MWh)		
2038 CON BATERÍAS		
RÉGIMEN ORDINARIO		
Turbina Vapor	-	
Motor Diesel	208.176	
Turbina Gas	-	
Ciclo Combinado	-	
Total Régimen Ordinario	208.176	
<i>Consumos en generación</i>	-9.913	5% (pérdidas generación)
RÉGIMEN ESPECIAL		
Eólica	546.077	
Fotovoltaica	41.418	
Eólica + Fotovoltaica (Pérdidas Baterías)	88.124	
Biogás (Vertedero Zonzamas)	2.920	
Total Régimen Especial	678.539	74,86% (penetración renovables)
<i>Consumos en baterías</i>	-88.124	
<i>Saldo Intercambios (import+;expor-)</i>	-	
DEMANDA(b.c.)	788.676	
<i>Pérdidas en transporte</i>	- 47.321	6% (pérdidas transporte)
CONSUMO FINAL	741.357	

Tabla 4.17. Balance del año 2038 de energía eléctrica en Lanzarote, según SOWES

A continuación se presenta los resultados técnicos por equipo de generación:

EQUIPO	POT NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	HORAS FUNCIONAM.	HORAS EQUIV.	HORAS EQUIV. MÁXIMAS	CONSUMO COMBUSTIBLE (t)	CONSUMO ESPEC. COMBUSTIBLE (gr/kWh)	Nº ARRANQUES	EMISIONES CO2 EQUIV. (tCO2)
Diesel 11	17.600	87.462.934	6.039	4.969	-	20.154	230,43	458	72.353
Diesel 12	17.600	53.082.796	4.299	3.016	-	12.603	237,43	485	45.245
Diesel 13	17.600	9.483.712	1.281	539	-	2.576	271,58	139	9.246
Diesel 14	17.600	29.254.554	2.655	1.662	-	7.129	243,67	220	25.592
Diesel 15	17.600	13.284.308	1.447	755	-	3.392	255,35	89	12.178
Diesel 16	17.600	4.015.941	648	228	-	1.161	289,04	132	4.167
Diesel 17	17.600	1.398.527	254	79	-	423	302,72	83	1.520
Diesel 18	17.600	258.720	49	15	-	80	308,77	25	287
Diesel 19	17.600	21.120	4	1	-	7	308,77	3	23
Biogás	2.000	2.920.000	1.460	1.460	-	597	204,58	0	896
TOTAL TÉRMICA	160.400	201.182.613	-	-	-	48.121	239,19	-	171.507
Los Valles_ampliación	850	1.929.460	7.531	2.270	3.087	-	-	-	-
Punta Grande (C. Térmica)	4.600	6.803.847	6.994	1.479	2.011	-	-	-	-
Punta Los Vientos (Autoc.)	12.000	22.487.723	8.062	1.874	2.548	-	-	-	-
San Bartolomé	9.200	20.657.613	8.311	2.245	3.053	-	-	-	-
Arrecife	9.200	19.196.772	8.304	2.087	2.837	-	-	-	-
Teguise	9.200	20.451.037	8.311	2.223	3.023	-	-	-	-
Montaña La Mina_Repotenc.	9.900	28.122.481	8.088	2.841	3.863	-	-	-	-
Offshore I	12.000	35.833.047	6.251	2.986	4.061	-	-	-	-
Offshore II	24.000	70.934.808	6.027	2.956	4.019	-	-	-	-
Varios	49.500	137.713.178	8.088	2.782	3.783	-	-	-	-
Offshore III	48.000	144.063.476	5.388	3.001	4.081	-	-	-	-
Los Valles_Repotenciación	13.200	37.883.204	6.327	2.870	3.903	-	-	-	-
SFV Balsa Maneje	1.900	2.926.729	4.791	1.540	1.718	-	-	-	-
SFV Auto	1.000	1.522.261	4.791	1.522	1.698	-	-	-	-
SFV-2025 Auto	4.000	5.944.069	4.791	1.486	1.657	-	-	-	-
SFV-2030 Auto	4.000	6.016.557	4.791	1.504	1.678	-	-	-	-
SFV-2035 Auto	4.000	6.089.046	4.791	1.522	1.698	-	-	-	-
SFV-2025	4.000	6.234.023	3.841	1.559	1.738	-	-	-	-
SFV-2030	4.000	6.306.512	3.715	1.577	1.759	-	-	-	-
SFV-2035	4.000	6.379.001	3.706	1.595	1.779	-	-	-	-
Baterías	60.000	126.290.218	7.032	2.105	-	-	-	-	-
TOTAL RENOVABLES	228.550	587.494.844	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 4.18. Resultados técnicos según equipos y tecnología

RESULTADOS ECONÓMICOS

Los costes de generación del sistema eléctrico simulado se estiman en 20,80 c€/kWh. De estos, el 51% están asociados a la retribución por inversión, el 10% lo representan los costes fijos y el 39% son costes variables.

Si lo analizamos por tecnología de generación, se observa que los parques eólicos son los que menores costes de generación poseen, con 10,74 c€/kWh, seguido de las instalaciones fotovoltaicas, con 11,40 c€/kWh y de los grupos térmicos con 37,04 c€/kWh.

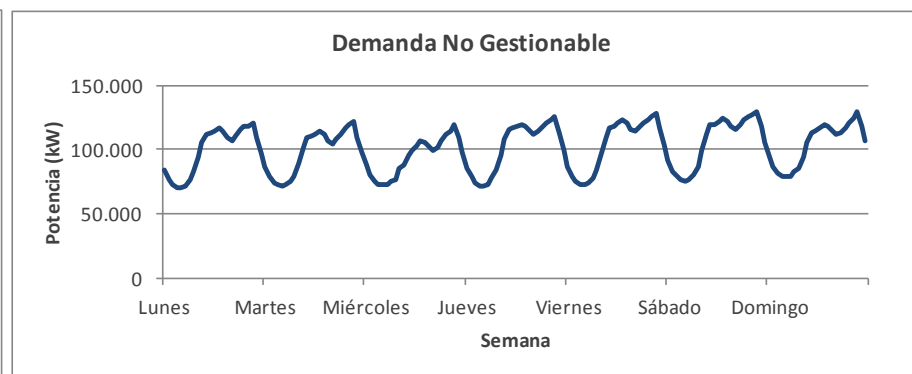
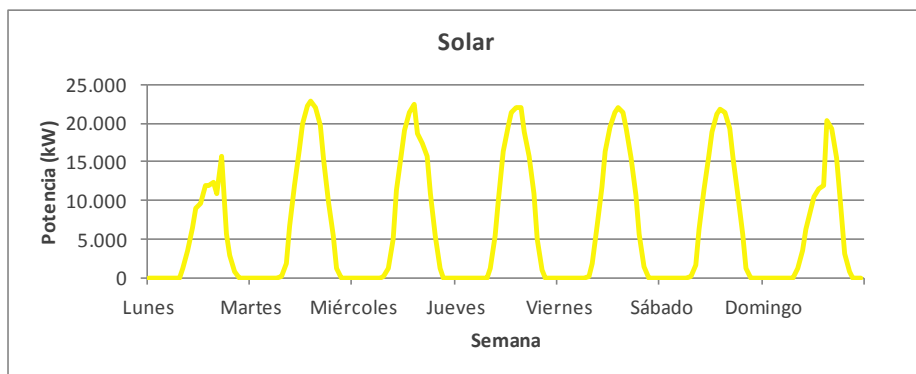
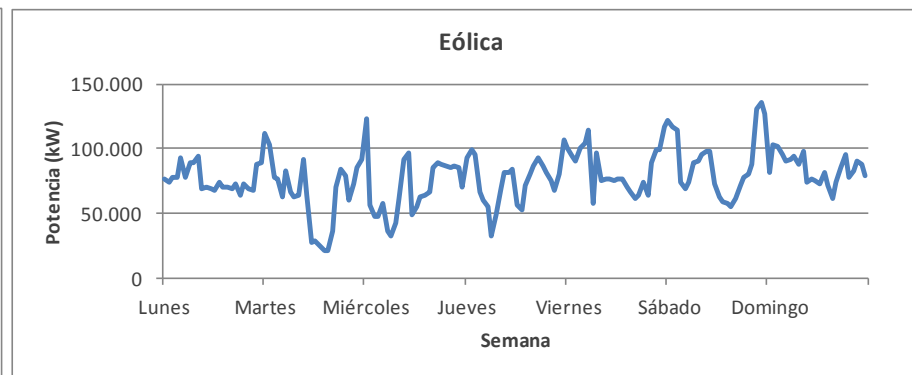
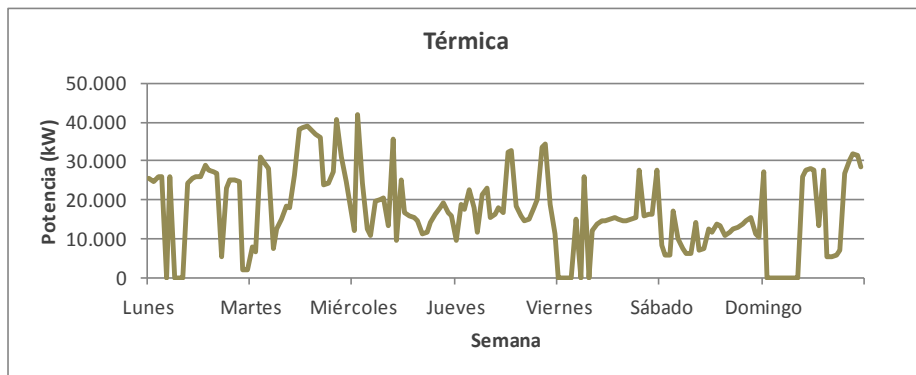
EQUIPO	POT. NETA (KW)	PRODUCCIÓN (KWh)	COSTES GENERACIÓN (€)							COSTES DE GENERACIÓN (c€/kWh)
			Retribución Inversión	Coste O&M Fijo	Coste O&M Variable	Coste Combustible	Coste Arranque	Retribución emisión CO2	TOTAL Costes generación	
Diesel 11	17.600	87.462.934	1.256.986	1.601.344	2.309.938	12.775.810	1.788.152	303.158	20.035.389	22,91
Diesel 12	17.600	53.082.796	1.517.462	1.538.860	1.347.239	7.989.295	1.893.082	189.579	14.475.517	27,27
Diesel 13	17.600	9.483.712	1.588.501	1.523.624	238.313	1.632.690	539.912	38.742	5.561.782	58,65
Diesel 14	17.600	29.254.554	1.517.462	1.538.860	742.479	4.518.874	858.342	107.229	9.283.246	31,73
Diesel 15	17.600	13.284.308	1.517.462	1.538.860	337.155	2.150.288	344.903	51.024	5.939.693	44,71
Diesel 16	17.600	4.015.941	2.289.412	1.631.006	95.067	735.821	509.807	17.460	5.278.573	131,44
Diesel 17	17.600	1.398.527	2.773.756	1.536.482	31.188	268.375	314.493	6.368	4.930.661	352,56
Diesel 18	17.600	258.720	2.773.756	1.536.482	5.770	50.640	88.457	1.202	4.456.306	1.722,44
Diesel 19	17.600	21.120	2.935.204	1.506.207	462	4.134	3.126	98	4.449.230	21.066,43
Biogás	2.000	2.920.000	0	33.671	79.455	0	0	0	113.126	3,87
TOTAL TÉRMICA	195.600	201.182.613	18.170.001	13.985.395	5.187.065	30.125.927	6.340.273	714.860	74.523.522	37,04
Los Valles_ampliación	850	1.929.460	52.269	0	66.580	-	-	-	118.849	6,16
Punta Grande (C. Térmica)	4.600	6.803.847	283.224	0	239.499	-	-	-	522.723	7,68
Punta Los Vientos (Autoc.)	12.000	22.487.723	792.288	0	775.983	-	-	-	1.568.271	6,97
San Bartolomé	9.200	20.657.613	655.484	0	698.786	-	-	-	1.354.270	6,56
Arrecife	9.200	19.196.772	640.585	0	655.864	-	-	-	1.296.449	6,75
Teguise	9.200	20.451.037	580.931	0	705.703	-	-	-	1.286.634	6,29
Montaña La Mina_Repotenc.	9.900	28.122.481	804.432	0	932.556	-	-	-	1.736.988	6,18
Offshore I	12.000	35.833.047	3.243.336	0	1.492.597	-	-	-	4.735.933	13,22
Offshore II	24.000	70.934.808	6.828.795	0	2.896.514	-	-	-	9.725.309	13,71
Varios	49.500	137.713.178	5.270.126	0	4.748.932	-	-	-	10.019.059	7,28
Offshore III	48.000	144.063.476	16.446.515	0	6.570.256	-	-	-	23.016.771	15,98
Los Valles_Repotenciación	13.200	37.883.204	2.127.048	0	1.147.861	-	-	-	3.274.909	8,64

SFV Balsa Maneje	1.900	2.926.729	89.509	75.522	0	-	-	-	165.031	5,06
SFV Auto	1.000	1.522.261	94.678	39.355	0	-	-	-	134.033	7,89
SFV-2025 Auto	4.000	5.944.069	760.480	146.828	0	-	-	-	907.308	13,69
SFV-2030 Auto	4.000	6.016.557	837.826	139.702	0	-	-	-	977.527	14,57
SFV-2035 Auto	4.000	6.089.046	891.139	132.921	0	-	-	-	1.024.060	15,08
SFV-2025	4.000	6.234.023	304.192	146.828	0	-	-	-	451.020	8,27
SFV-2030	4.000	6.306.512	364.272	139.702	0	-	-	-	503.974	9,3
SFV-2035	4.000	6.379.001	424.352	132.921	0	-	-	-	557.273	10,22
TOTAL RENOVABLES	288.550	587.494.844	41.491.481	953.777	20.931.132	-	-	-	63.376.391	14,41
Baterías	60.000	126.290.218	23.349.120	1.646.060	1.182.763	-	-	-	26.177.943	20,72
TOTAL		788.677.457	83.010.603	16.585.233	27.300.961	30.125.927	6.340.273	714.860	164.077.857	20,80

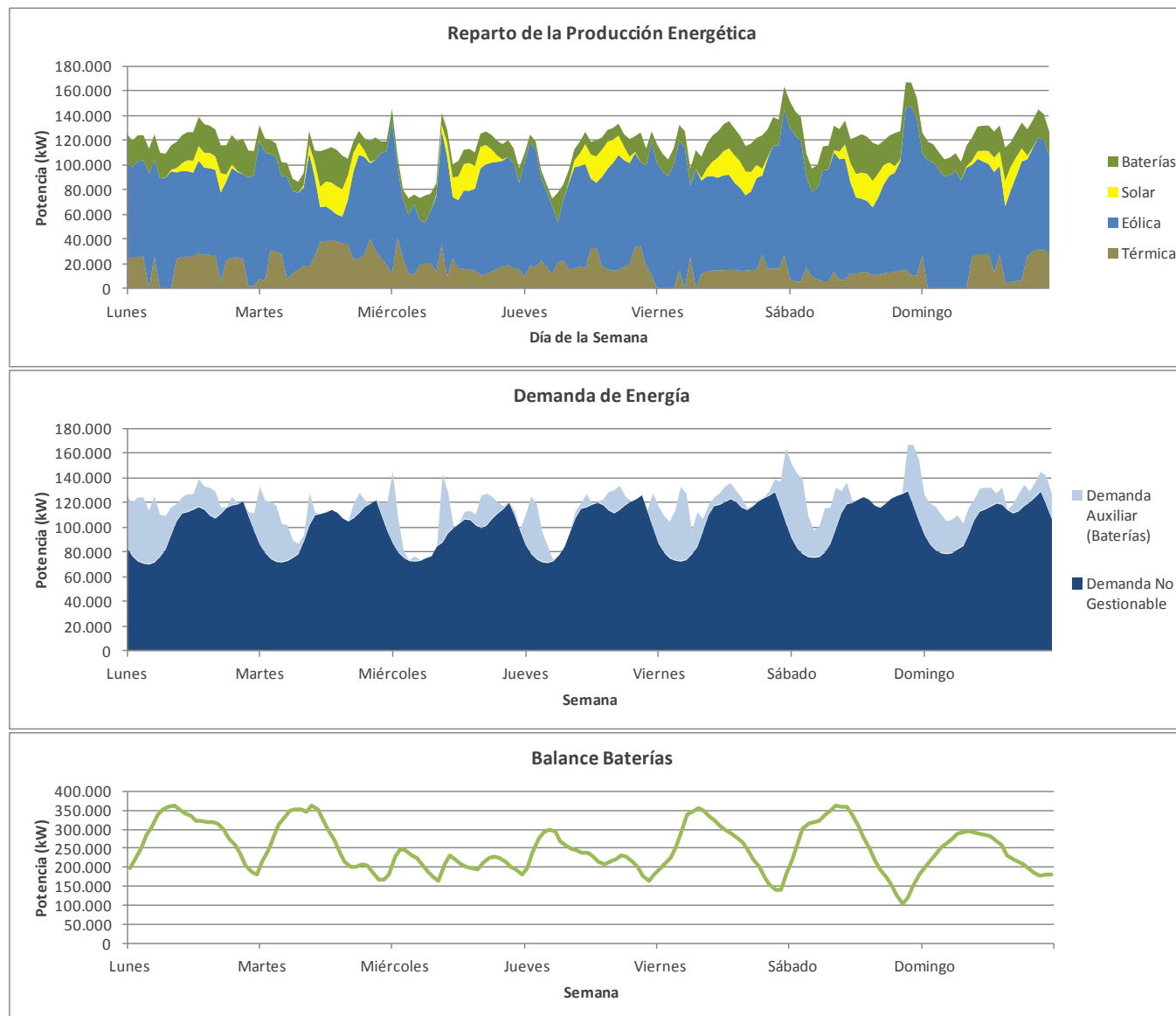
Tabla 4.19. Resultados económicos según equipos y tecnología

GRÁFICOS DE REPARTO DE GENERACIÓN Y DEMANDA POR TECNOLOGÍAS EN DOS SEMANAS DEL AÑO

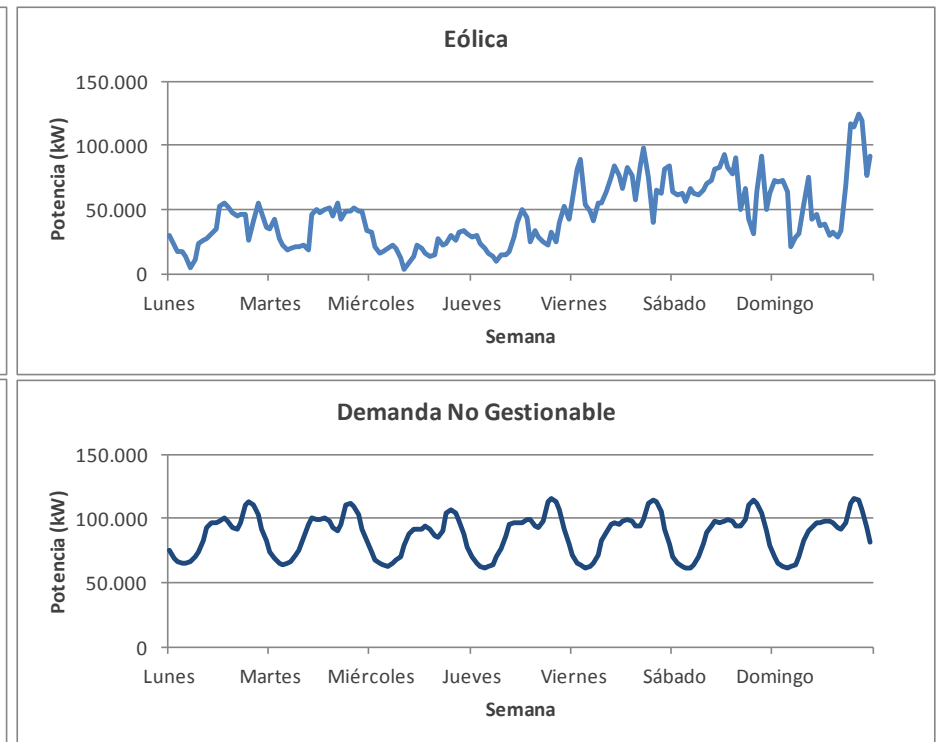
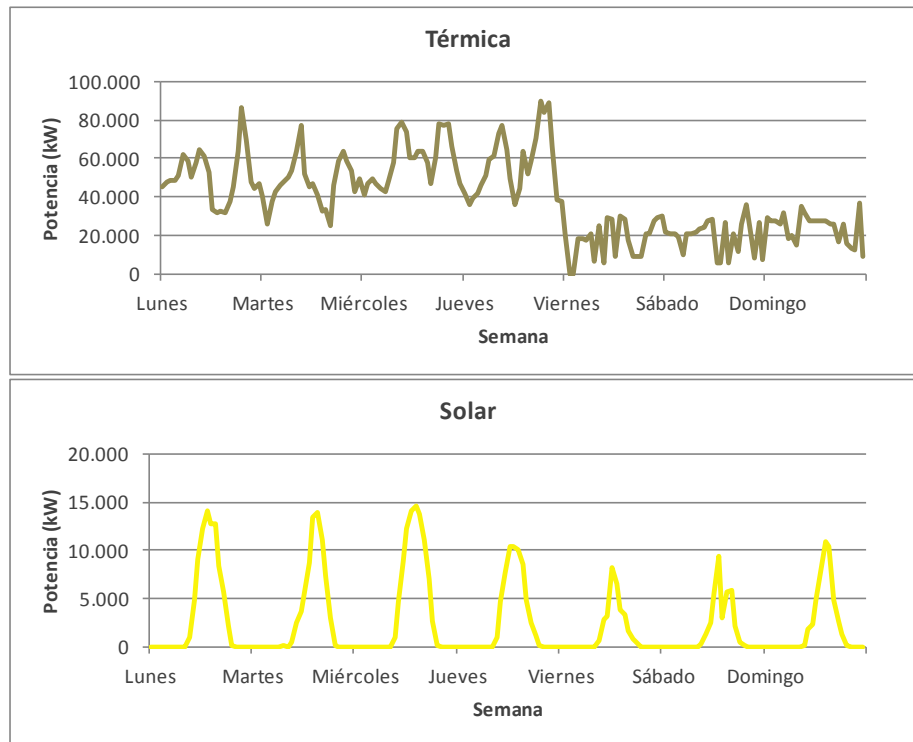
SEMANA 9-15 AGOSTO DE 2038



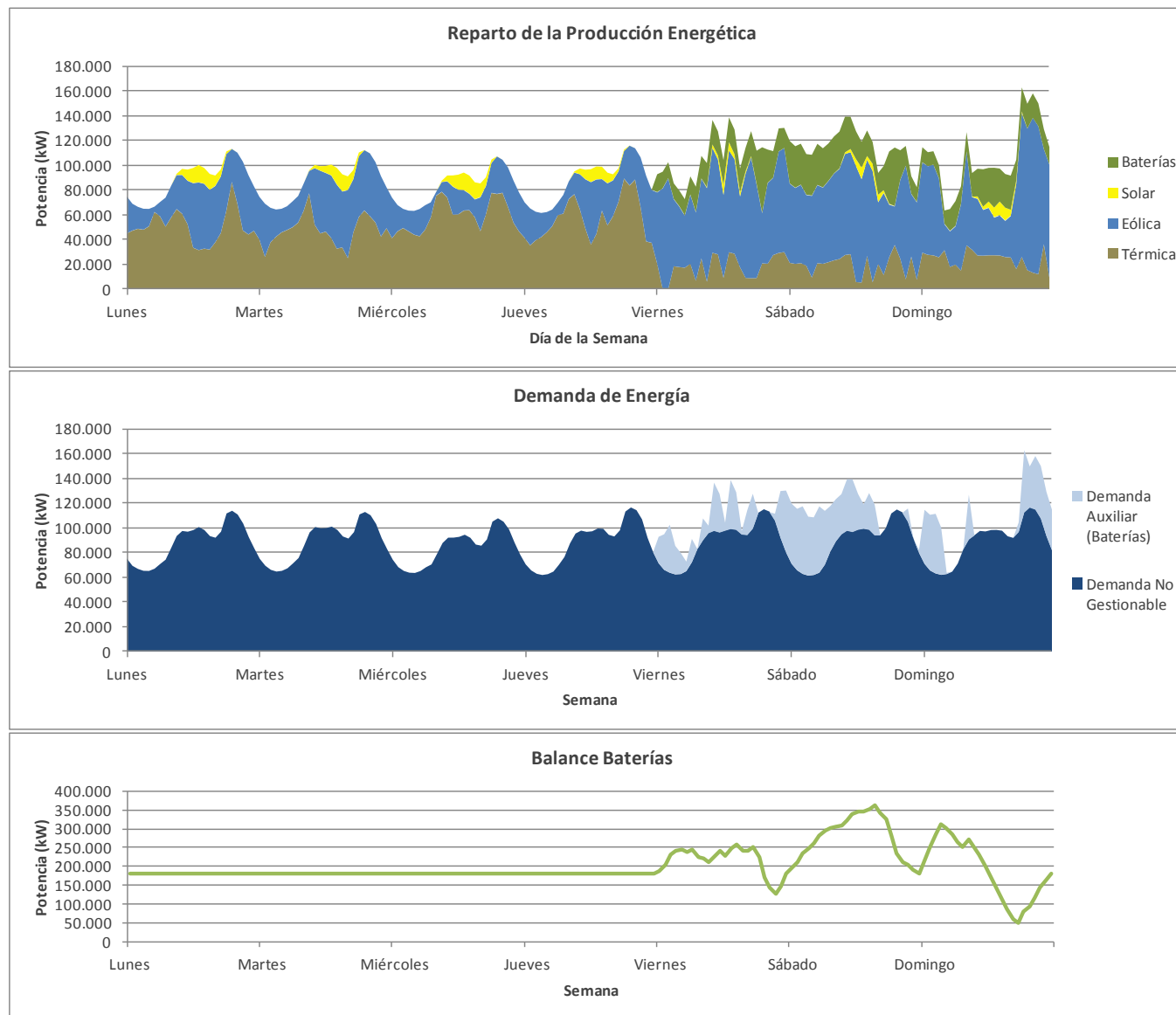
SEMANA 9-15 AGOSTO DE 2038



SEMANA 6-12 DICIEMBRE DE 2038



SEMANA 6-12 DICIEMBRE DE 2038



4.7 RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ÓPTIMO EN EL AÑO 2038 CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO, GESTIÓN EFICIENTE DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA Y RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.

A continuación se muestran los resultados técnicos y económicos de la alternativa LZ2038_160 MWter + 201 MWeol + 27 MWfv, considerada la óptima a nivel medioambiental, que posee las siguientes características:

- Una central térmica con 9 grupos térmicos de 17,6 MW de potencia neta, disponiendo de una potencia total instalada de 158,4 MW para garantizar un índice de cobertura superior a 1,1. El precio del fueloil que consumen estos grupos se ha estimado en 633,91 €/t en la situación más desfavorable.
- Un mínimo de 12 parques eólicos (Punta Grande, Los Valles, Punta los Vientos, Tegui, Arrecife, San Bartolomé, Montaña La Mina, OffShore I , OffShore II, OffShore III, Los Valles repotenciado y varios de autoconsumo), con una potencia total instalada de 201,65 MW.
- 6 instalaciones fotovoltaicas de más de 1 MW y varias dispersas en el territorio, con una potencia total instalada de 26,9 MW.
- Planta de biometanización de Zonzamas de 2 MW de potencia.
- Sistema de almacenamiento energético compuesto por baterías industriales de ión-litio, con una potencia total instalada de 60 MW.
- Gestión eficiente de la producción de agua desalada, disponiendo de 14 MW de potencia gestionable.
- Recarga de 40.000 vehículos eléctricos, de forma que el 70% de la recarga se realizaría entre la 1:00 y las 8:00 horas de la mañana, mientras que el 30% restante se realizaría durante el resto del día.

RESULTADOS TÉCNICOS

La demanda de energía eléctrica prevista en el año 2038, estimada en 883.568 MWh en barras de central, es cubierta en un 27,6% por grupos diesel, un 67,2% por los parques eólicos y un 4,8% por instalaciones solares fotovoltaicas repartidas por todo el territorio. La aportación de la planta de biogás de Zonzamas es del 0,3% restante. El consumo auxiliar de las baterías representa el 13% de la energía renovable producida. Las pérdidas de generación se estiman en un 5% y las de transporte en un 6%. La penetración de renovables en el sistema eléctrico es del 72,38%.

Para producir la energía eléctrica demandada se han consumido (a efectos retributivos) 58.732 t de combustible y se han emitido a la atmósfera (a efectos retributivos) 209.599 t de CO₂.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LANZAROTE (MWh)		
2038 TRINOMIO		
RÉGIMEN ORDINARIO		
Turbina Vapor	-	
Motor Diesel	256.232	
Turbina Gas	-	
Ciclo Combinado	-	
Total Régimen Ordinario	256.232	
<i>Consumos en generación</i>	-12.202	5% (pérdidas generación)
RÉGIMEN ESPECIAL		
Eólica	593.953	
Fotovoltaica	42.664	
Eólica + Fotovoltaica (Pérdidas Baterías)	95.493	
Biogás (Vertedero Zonzamas)	2.920	
Total Régimen Especial	735.030	72,38% (penetración renovables)
<i>Consumos en baterías</i>	-95.493	
<i>Saldo Intercambios (import+;expor-)</i>	-	
DEMANDA(b.c.)	883.568	
<i>Pérdidas en transporte</i>	- 53.014	6% (pérdidas transporte)
CONSUMO FINAL	830.554	

Tabla 4.20. Balance del año 2038 de energía eléctrica en Lanzarote, según SOWES

A continuación se presenta los resultados técnicos por equipo de generación:

EQUIPO	POT NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	HORAS FUNCIONAM.	HORAS EQUIV.	HORAS EQUIV. MÁXIMAS	CONSUMO COMBUSTIBLE (t)	CONSUMO ESPEC. COMBUSTIBLE (gr/kWh)	Nº ARRANQUES	EMISIONES CO2 EQUIV. (tCO2)
Diesel 11	17.600	94.464.448	6.336	5.367	-	21.711	229,84	336	77.944
Diesel 12	17.600	63.672.431	4.765	3.618	-	14.900	234,02	395	53.492
Diesel 13	17.600	14.927.371	1.769	848	-	3.891	260,64	157	13.967
Diesel 14	17.600	40.058.351	3.249	2.276	-	9.545	238,27	255	34.266
Diesel 15	17.600	20.125.282	1.873	1.143	-	4.938	245,36	108	17.727
Diesel 16	17.600	7.415.450	1.176	421	-	2.129	287,05	199	7.642
Diesel 17	17.600	2.765.523	498	157	-	835	301,82	140	2.997
Diesel 18	17.600	554.400	105	32	-	171	308,77	52	615
Diesel 19	17.600	47.520	9	3	-	15	308,77	7	53
Diesel 20	17.600	2.920.000	1.460	1.460	-	597	204,58	0	896
Diesel 21	17.600	94.464.448	6.336	5.367	-	21.711	229,84	336	77.944
Biogás	2.000	63.672.431	4.765	3.618	-	14.900	234,02	395	53.492
TOTAL TÉRMICA	195.600	246.950.776	-	-	-	58.732	237,83	-	209.599
Los Valles_ampliación	850	2.098.621	7.531	2.469	3.087	-	-	-	-
Punta Grande (C. Térmica)	4.600	7.400.359	7.734	1.609	2.011	-	-	-	-
Punta Los Vientos (Autoc.)	12.000	24.459.284	8.061	2.038	2.548	-	-	-	-
San Bartolomé	9.200	22.468.724	8.311	2.442	3.053	-	-	-	-
Arrecife	9.200	20.879.806	8.304	2.270	2.837	-	-	-	-
Teguise	9.200	22.244.037	8.311	2.418	3.023	-	-	-	-
Montaña La Mina_Repotenc.	9.900	30.588.057	8.088	3.090	3.863	-	-	-	-
Offshore I	12.000	38.974.631	6.924	3.248	4.061	-	-	-	-
Offshore II	24.000	77.153.861	6.660	3.215	4.019	-	-	-	-
Varios	49.500	149.786.878	8.087	3.026	3.783	-	-	-	-
Offshore III	48.000	156.693.924	5.983	3.264	4.081	-	-	-	-
Los Valles_Repotenciación	13.200	41.204.531	7.082	3.122	3.903	-	-	-	-
SFV Balsa Maneje	1.900	3.014.782	4.791	1.587	1.718	-	-	-	-
SFV Auto	1.000	1.568.060	4.791	1.568	1.698	-	-	-	-
SFV-2025 Auto	4.000	6.122.901	4.791	1.531	1.657	-	-	-	-
SFV-2030 Auto	4.000	6.197.570	4.791	1.549	1.678	-	-	-	-
SFV-2035 Auto	4.000	6.272.240	4.791	1.568	1.698	-	-	-	-
SFV-2025	4.000	6.421.579	4.160	1.605	1.738	-	-	-	-
SFV-2030	4.000	6.496.249	4.008	1.624	1.759	-	-	-	-
SFV-2035	4.000	6.570.918	4.005	1.643	1.779	-	-	-	-
Baterías	60.000	119.740.930	6.623	1.996	-	-	-	-	-

TOTAL RENOVABLES	228.550	636.617.013	-	-	-	-	-	-	-
-------------------------	----------------	--------------------	---	---	---	---	---	---	---

Tabla 4.21. Resultados técnicos según equipos y tecnología

RESULTADOS ECONÓMICOS

Los costes de generación del sistema eléctrico simulado se estiman en 19,69 c€/kWh. De estos, el 48% están asociados a la retribución por inversión, el 10% lo representan los costes fijos y el 43% son costes variables.

Si lo analizamos por tecnología de generación, se observa que los parques eólicos son los que menores costes de generación poseen, con 10,18 c€/kWh, seguido de las instalaciones fotovoltaicas, con 11,00 c€/kWh y de los grupos térmicos con 33,46 c€/kWh.

EQUIPO	POT. NETA (KW)	PRODUCCIÓN (KWh)	COSTES GENERACIÓN (€)							COSTES DE GENERACIÓN (c€/kWh)
			Retribución Inversión	Coste O&M Fijo	Coste O&M Variable	Coste Combustible	Coste Arranque	Retribución emisión CO2	TOTAL Costes generación	
Diesel 11	17.600	94.464.448	1.256.986	1.601.344	2.494.851	13.763.093	1.315.339	326.586	20.758.199	21,97
Diesel 12	17.600	63.672.431	1.517.462	1.538.860	1.616.003	9.445.503	1.536.808	224.133	15.878.770	24,94
Diesel 13	17.600	14.927.371	1.588.501	1.523.624	375.105	2.466.290	611.092	58.523	6.623.134	44,37
Diesel 14	17.600	40.058.351	1.517.462	1.538.860	1.016.679	6.050.549	995.520	143.574	11.262.644	28,12
Diesel 15	17.600	20.125.282	1.517.462	1.538.860	510.779	3.130.148	419.372	74.276	7.190.897	35,73
Diesel 16	17.600	7.415.450	2.289.412	1.631.006	175.541	1.349.325	774.614	32.018	6.251.917	84,31
Diesel 17	17.600	2.765.523	2.773.756	1.536.482	61.672	529.121	538.889	12.556	5.452.475	197,16
Diesel 18	17.600	554.400	2.773.756	1.536.482	12.363	108.514	190.333	2.575	4.624.023	834,06
Diesel 19	17.600	47.520	2.935.204	1.506.207	1.039	9.301	14.571	221	4.466.543	9.399,29
Biogás	2.000	2.920.000	0	33.671	79.455	0	0	0	113.126	3,87
TOTAL TÉRMICA	195.600	246.950.776	18.170.001	13.985.395	6.343.488	36.851.844	6.396.539	874.460	82.621.728	33,46
Los Valles_ampliación	850	2.098.621	52.269	0	72.417	-	-	-	124.686	5,94
Punta Grande (C. Térmica)	4.600	7.400.359	283.224	0	260.497	-	-	-	543.721	7,35
Punta Los Vientos (Autoc.)	12.000	24.459.284	792.288	0	844.016	-	-	-	1.636.304	6,69
San Bartolomé	9.200	22.468.724	655.484	0	760.051	-	-	-	1.415.535	6,30
Arrecife	9.200	20.879.806	640.585	0	713.365	-	-	-	1.353.950	6,48
Teguise	9.200	22.244.037	580.931	0	767.574	-	-	-	1.348.505	6,06
Montaña La Mina_Repotenc.	9.900	30.588.057	804.432	0	1.014.316	-	-	-	1.818.748	5,95
Offshore I	12.000	38.974.631	3.243.336	0	1.623.458	-	-	-	4.866.794	12,49
Offshore II	24.000	77.153.861	6.828.795	0	3.150.459	-	-	-	9.979.254	12,93
Varios	49.500	149.786.878	5.270.126	0	5.165.285	-	-	-	10.435.411	6,97

Offshore III	48.000	156.693.924	16.446.515	0	7.146.289	-	-	-	23.592.804	15,06
Los Valles_Repotenciación	13.200	41.204.531	2.127.048	0	1.248.497	-	-	-	3.375.545	8,19
SFV Balsa Maneje	1.900	3.014.782	89.509	75.522	0	-	-	-	165.031	5,47
SFV Auto	1.000	1.568.060	94.678	39.355	0	-	-	-	134.033	8,55
SFV-2025 Auto	4.000	6.122.901	760.480	146.828	0	-	-	-	907.308	14,82
SFV-2030 Auto	4.000	6.197.570	837.826	139.702	0	-	-	-	977.528	15,77
SFV-2035 Auto	4.000	6.272.240	891.139	132.921	0	-	-	-	1.024.060	16,33
SFV-2025	4.000	6.421.579	304.192	146.828	0	-	-	-	451.020	7,02
SFV-2030	4.000	6.496.249	364.272	139.702	0	-	-	-	503.974	7,76
SFV-2035	4.000	6.570.918	424.352	132.921	0	-	-	-	557.273	8,48
TOTAL RENOVABLES	288.550	636.617.013	61.074.152	953.777	20.931.132	-	-	-	65.211.484	10,24
Baterías	60.000	119.740.930	23.349.120	1.646.060	1.121.426	-	-	-	26.116.606	21,81
TOTAL		883.567.788	83.010.602	16.585.235	30.231.137	36.851.844	6.396.538	874.462	173.949.818	19,69

Tabla 4.22. Resultados económicos según equipos y tecnología

4.8 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

A continuación se presentan diferentes análisis de sensibilidad para evaluar cómo afectan a los sistemas eléctricos analizados la variación de diferentes parámetros de partida.

■ REPERCUSIÓN DE LA VARIACIÓN DEL ÍNDICE DE COBERTURA

En las simulaciones del año 2038, se ha considerado que el sistema eléctrico poseía un índice de cobertura de 1,15 (este índice de cobertura se ha calculado considerando una potencia neta máxima demandada de 140 MW a lo largo de todo el año), dado que la normativa actual no especifica que sea obligatorio respetar un índice de cobertura determinado (la anterior indicaba que el índice máximo a efectos retributivos para Lanzarote era de 1,6).

En este análisis se ha evaluado en cuanto se incrementarían los costes de generación si se incrementa el índice de cobertura por encima de 1,3 con el objetivo de disponer de al menos dos equipos térmicos de reserva, aunque no funcionaran durante el año, ante una posible avería del resto de grupos.

En este caso como se observa en la siguiente tabla, los costes de generación se incrementarían entre un 5% y un 5,6%, dependiendo de la alternativa analizada, lo que supondría un coste anual adicional entre 8,3 y 9 millones de euros al año.

Índice cobertura 1,4				Índice cobertura 1,15			Diferencia de costes (€)	Variación (%)
Alternativa	Potencia térmica instalada (MW)	Costes de generación (€)	Costes específicos de generación (c€/kWh)	Potencia térmica instalada (MW)	Costes de generación (€)	Costes específicos de generación (c€/kWh)		
Año 2038 91 MWeol 12 MWfv	195	159.952.519	20,28	160	150.989.247	19,14	8.963.271	5,60%
Año 2038 153 MWeol 12 MWfv	195	156.728.869	19,87	160	147.767.261	18,74	8.961.608	5,72%
Año 2038 153 MWeol 27 MWfv	195	156.762.984	19,88	160	147.815.961	18,74	8.947.023	5,71%
Año 2038 201 MWeol 12 MWfv	195	166.613.489	21,13	160	158.258.217	20,07	8.355.272	5,01%
Año 2038 201 MWeol 27 MWfv	195	167.575.490	21,25	160	159.264.083	20,19	8.311.408	4,96%

REPERCUSIÓN DE UN INCREMENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En este estudio se ha considerado que la demanda de energía eléctrica no variaría respecto al año 2013 dado que un incremento previsible de la demanda en el futuro se podría ver compensado por medidas de ahorro y eficiencia energética. En el caso de que no fuese así se ha analizado el efecto que tendría sobre la alternativa LZ_2038_ 152MWeol + 12MWfv, considerada la óptima económica sin el empleo de baterías, un incremento interanual de la demanda de energía eléctrica del 0,5% y del 1% desde el año 2013 al año 2038.

Como se observa en la siguiente tabla, el incremento de la demanda de energía eléctrica no genera un incremento en los costes de generación específicos, manteniéndose en torno a los 18,60 c€/kWh y no genera una disminución sustancial de la penetración de energía renovable manteniéndose por encima del 46%.

Todo ello se debe principalmente a que a medida que se incrementa la demanda disminuye la energía renovable no aprovechable (excedentes renovables), es decir, se inyecta más energía renovable en el sistema eléctrico que evita que se incrementen los costes específicos. En cualquier caso el incremento de la demanda del 0,5% y del 1% interanual conllevan un incremento de consumo de combustibles y la incorporación de uno o dos grupos térmicos más a la central térmica, provocando que los costes de generación se incrementen en 18 millones de euros al año en el primer caso y en 39 millones de euros al año en el segundo.

Alternativa	Incremento interanual de la demanda desde 2013 (%)	Energía puesta en red (GWh)	Potencia Térmica Requerida (MW)	Penetración renovable (%)	Excedente renovable (%)	Costes de Generación Específicos (c€/kWh)	Costes de Generación (€)	Incremento de costes de generación anual (€)
Año 2038 153 MWeol 12 MWfv		789	160	49,5%	31,5%	18,74	147.767.261	
Año 2038 153 MWeol 12 MWfv 0,5% DEM	0,50%	893	178	48,0%	24,8%	18,63	166.455.732	18.688.471
Año 2038 153 MWeol 12 MWfv 1% DEM	1%	1.011	195	46,0%	18,3%	18,53	187.379.750	39.612.489

REPERCUSIÓN DE LA VARIACIÓN DE LOS COSTES DE COMBUSTIBLE

En las alternativas analizadas se ha considerado que el precio del fueloil consumido en la central térmica es de 633,91 €/t, considerado como el precio máximo que se estima que se alcanzaría en el año 2038, equivalente al precio máximo alcanzado en los últimos cinco años cuando el precio del barril del petróleo se encontraba a 100\$/barril. En el caso de que el precio fuese un 47% inferior, con un valor de 332,67€/t, equivalente al precio mínimo alcanzado en los últimos cinco años cuando el precio del barril del petróleo se encontraba a 60\$/barril, los costes de generación disminuirían sustancialmente.

En la alternativa LZ_2038_ 152MWeol + 12MWfv, considerada la óptima económica sin el empleo de baterías, los costes de generación disminuirían un 20% pasando de 18,74 c€/kWh a 14,98 c€/kWh.

Por otro lado se observa que cuando el precio del combustible es bajo, los costes de generación permanecen prácticamente constantes, en torno a los 15 c€/kWh, hasta alcanzar una penetración de renovables del 50%, incrementándose en un 2% de la alternativa LZ_2038_ 45MWeol + 3MWfv (con un 16% de

penetración de renovables) a la alternativa LZ_2038_ 152MWeol + 12MWfv (con un 49% de penetración de renovables). Sin embargo cuando el precio de combustible es elevado, el disponer de un sistema con baja penetración de energía renovable puede incrementar los costes de generación en un 10% pasando de 18,74 c€/kWh en la alternativa LZ_2038_ 152MWeol + 12MWfv (con un 49% de penetración de renovables) a 20,61 c€/kWh en la alternativa LZ_2038_ 45MWeol + 3MWfv (con un 16% de penetración de renovables).

Por tanto en el sistema de energía eléctrica óptimo LZ_2038_ 152MWeol + 12MWfv con alta penetración de energía renovable, en torno al 50%, los costes de generación se ven en menor medida influenciados por variaciones sustanciales en el precio del combustible.

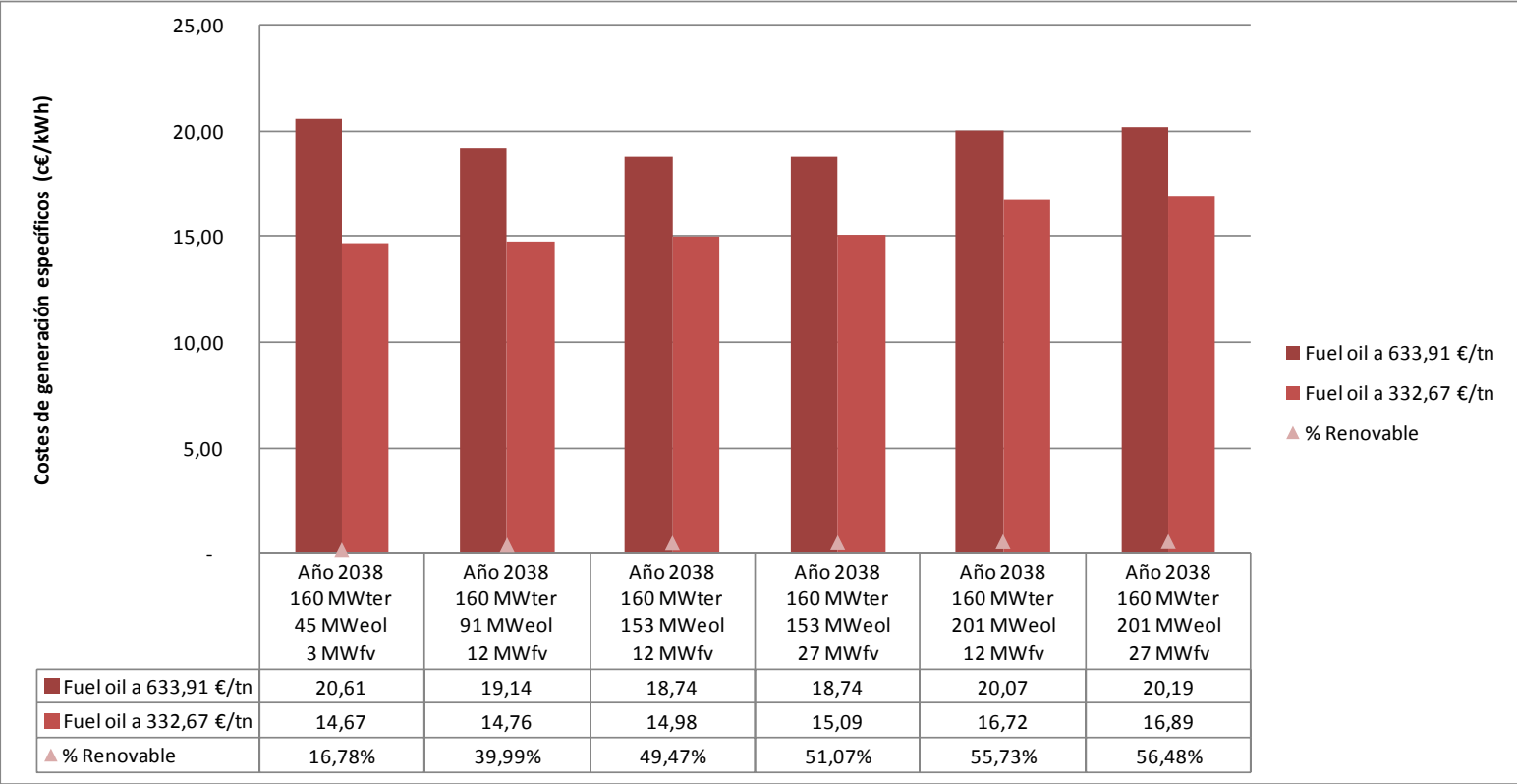


Figura 4.31. Costes de generación de energía eléctrica de diferentes alternativas de generación en el año 2038 en las que se van incorporando nuevos parques eólicos e instalaciones fotovoltaicas y variando el precio del combustible. Elaboración propia

REPERCUSIÓN DE LA VARIACIÓN DE LOS COSTES DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂

Un incremento de los costes de derechos de emisión de CO₂, asociado al consumo de fueloil en la central térmica que, según múltiples fuentes nacionales e internacionales lo cifran en 42 veces el valor que actualmente se está aplicando, pasando de 4,19 €/t de CO₂ a 175,98 €/t de CO₂, incrementaría los costes de generación en un 41,0%, en la alternativa LZ_2038_ 152MWeol + 12MWfv, considerada la óptima económica sin el empleo de baterías, pasando de 18,74 c€/kWh a 26,43 c€/kWh. Cuanto menor fuese la penetración de renovables mayor sería el incremento en los costes de generación alcanzando su valor máximo en la alternativa LZ_2038_ 45MWeol + 3MWfv, con una penetración de renovables del 16,78%, pasando de 20,61 c€/kWh a 32,76 c€/kWh representando un incremento del 59%.

Por tanto un previsible incremento de los costes de derechos de emisión de CO₂ se vería mitigado cuanto mayor fuese la penetración de energía renovable en el sistema eléctrico, ya que el consumo de combustible se reduce sustancialmente.

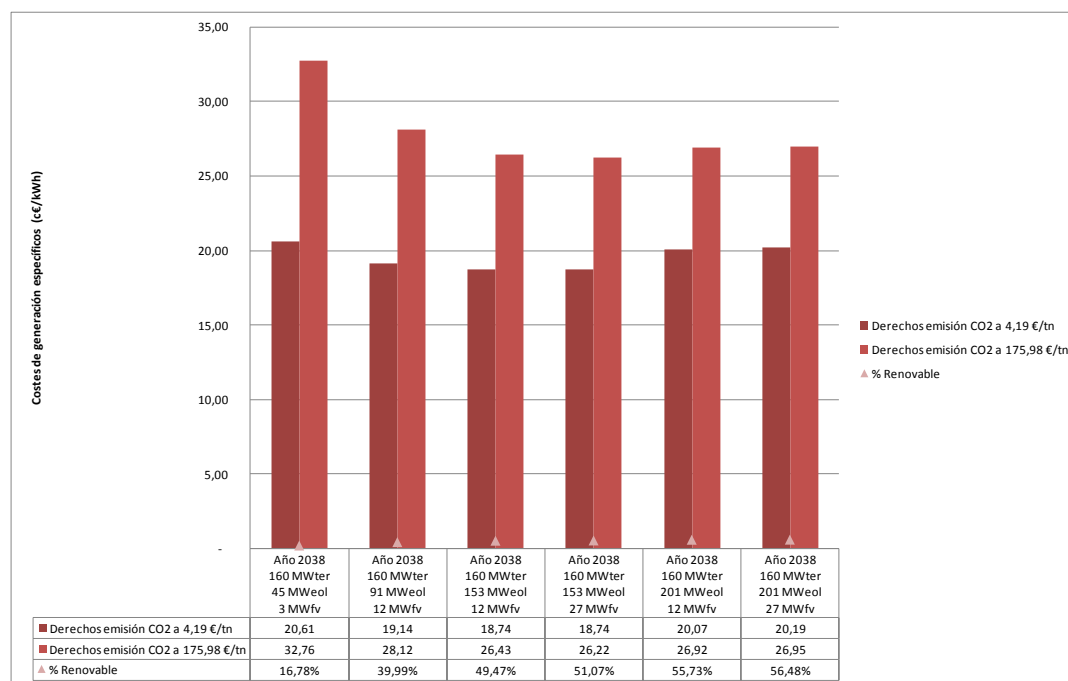


Figura 4.32. Costes de generación de energía eléctrica de diferentes alternativas de generación en el año 2038 en las que se van incorporando nuevos parques eólicos e instalaciones fotovoltaicas y variando los costes de derechos de emisión. Elaboración propia

5 CONCLUSIONES

El modelo energético actual de la Isla de Lanzarote es insostenible, con una dependencia absoluta de los combustibles fósiles, que ha provocado que los costes de generación de electricidad, de producción de agua y de transporte interior se hayan incrementado sustancialmente en la última década y se disponga de un bajo nivel de autosuficiencia energética.

En este estudio se ha analizado en una primera fase la situación actual del sistema eléctrico, tomando como referencia el año 2013 y en dos fases posteriores la situación prevista para el año 2020 y la previsible para el año 2038.

En el año 2013 el sistema de generación de energía eléctrica de la isla de Lanzarote poseía un parque térmico con una potencia neta total instalada de 187 MW, una planta de biometanización de 2 MW, 2 parques eólicos con una potencia total instalada de 8,8 MW e instalaciones fotovoltaicas repartidas por todo el territorio con una potencia total instalada de 7,7 MW, produciendo en conjunto 775 GWh de energía eléctrica puesta en red, de la cual sólo el 4,5% fue de origen renovable, con un consumo de combustible de 166.799 t y unas emisiones equivalentes de CO₂ de 598.000 t. Los costes de generación en ese año asociados a la inversión se estimaron en 1,74 c€/kWh y los asociados a la O&M se estimaron en 17,24 c€/kWh, considerando que el precio del fueloil se encontraba a 572,3 €/t y el del gasoil a 734,9 €/t.

En el año 2020 se estima la incorporación de 5 nuevos parques eólicos y nuevas instalaciones solares fotovoltaicas, alcanzando una potencia total instalada de 52,7 MW eólicos y 12,6 MW fotovoltaicos con un parque térmico similar al que existía en el año 2013 con una potencia total neta instalada de 185 MW y manteniendo la planta de biometanización de 2 MW. Los resultados obtenidos tras efectuar la simulación en este año muestran que la penetración de energías renovables se incrementará hasta alcanzar el 21%, se consumirán aproximadamente 146.775 toneladas de combustible y se emitirán a la atmósfera un total de 526.925 toneladas de CO₂, experimentando una reducción en consumo de combustible y en emisiones de un 12% respecto al año 2013. Los costes de generación en el año 2020 asociados a la inversión se estiman en 2,4 c€/kWh y los asociados a la O&M en 16,29 c€/kWh, considerando que el precio del fueloil fuese de 633,91 €/t y el del gasoil de 783,53 €/t.

En el año 2038 se ha analizado hacia donde debe tender el sistema de generación eléctrico para conseguir la máxima penetración de renovables al mínimo coste de generación alcanzado los siguientes resultados:

- Si se continuara con un sistema eléctrico similar al actual, sin incorporar cargas gestionables y/o sistemas de almacenamiento energético, el sistema eléctrico óptimo a nivel económico sería el compuesto por una central térmica de 158 MW (con 9 grupos térmicos de 17,6 MW de potencia neta que consumen fueloil), un mínimo de 10 parques eólicos con una potencia total instalada de 153,65 MW, varias instalaciones fotovoltaicas con una potencia total instalada de 11,90 MW y la planta de biometanización de Zonzamas de 2 MW de potencia, alcanzando una penetración de renovables del 50%, un ahorro de combustibles y emisiones de CO₂ respecto al año 2013 de un 40%. Los costes de generación en el año 2038 asociados a la inversión se estiman en 5,22 c€/kWh y los asociados a la O&M en 13,52 c€/kWh, considerando que el precio del fueloil fuese de 633,91 €/t. La incorporación de nuevas instalaciones renovables incrementarían los costes de generación dado que comenzarían a tener que desconectarse algunas de ellas debido a que se debe disponer de grupos térmicos de respaldo que garanticen la estabilidad del sistema frente a disminuciones instantáneas de producción de estas instalaciones renovables, estimando que la máxima penetración renovable que se podría alcanzar sería de un 56%.
- En el caso de que se incorpore un sistema de almacenamiento energético, empleando baterías industriales de ion-litio con una potencia prevista de 60 MW, se podrían incorporar nuevos parques eólicos (48 MW más) e instalaciones solares fotovoltaicas (15 MW más), incrementando la penetración de renovables hasta alcanzar el 74%, permitiendo ahorrar un 71% en consumo de combustible y emisiones de CO₂ respecto al año 2013. Los costes de generación asociados a la inversión se incrementarían en los primeros años de puesta en funcionamiento, ya que la incorporación de las baterías requiere de una inversión adicional de 240 millones de euros, estimando que en el año 2038 serían de 10,53 c€/kWh y los costes de O&M disminuirían sustancialmente hasta 10,28 c€/kWh, considerando que el precio del fueloil fuese de 633,91 €/t. La incorporación de 40 MW más de baterías incrementaría la penetración de renovables hasta un 78% pero incrementaría sustancialmente los costes de generación.
- La introducción de cargas gestionables asociadas la producción de agua desalada, en la que se establece una condiciones de interrumpibilidad de algunos bastidores de las plantas desaladoras de la isla para producir agua con energía 100% renovable, disponiendo de 14 MW de potencia gestionable, permitiría incrementar la penetración de renovables como mínimo en un 1%, reduciendo los costes de generación en 0,10 c€/kWh, generando un ahorro de 700.000 euros al año.
- La incorporación de una flota de vehículos eléctricos en este sistema de alta penetración de renovables sin incorporar sistema de almacenamiento energético, sustituyendo 40.000 vehículos térmicos por eléctricos (el 50% del parque móvil actual de turismo), permitiría generar un ahorro en consumo de combustibles asociados a automoción del 36%, pasando de consumir 77.760 t a 49.862 t, representando un ahorro económico anual de 22,3 millones de euros (considerando un precio del combustible de automoción de 800 €/t), reduciendo los costes de desplazamiento de 8€-100km con vehículo térmico a 2€-100km con vehículo eléctrico.

- Por último, la alternativa con la que se consiguen los mejores resultados es aquella que combina los anteriores supuestos, incorporando sistema de almacenamiento energético, cargas gestionables asociadas a la producción de agua y recarga de vehículos eléctricos, todos de forma simultánea, obteniéndose los siguientes resultados:
 - Una alta penetración de energía renovable en la generación de energía eléctrica: 72% frente al 4,5% del año 2013.
 - Un consumo de combustible para uso interno de 118.780 tep/año, un 53,4% menos que en el año 2013.
 - Unas emisiones de CO2 de 533.692 t/año, un 38% menos que en el año 2013.
 - Un consumo de combustible para producción de electricidad de 58.731 tep/año, un 65% menos que en el año 2013.
 - Un ahorro económico de 93 millones de euros al año en consumo de combustible, considerando un precio medio del combustible de 682 €/tep.
 - Un nivel de autosuficiencia energética del 54% frente al 3,2% actual.

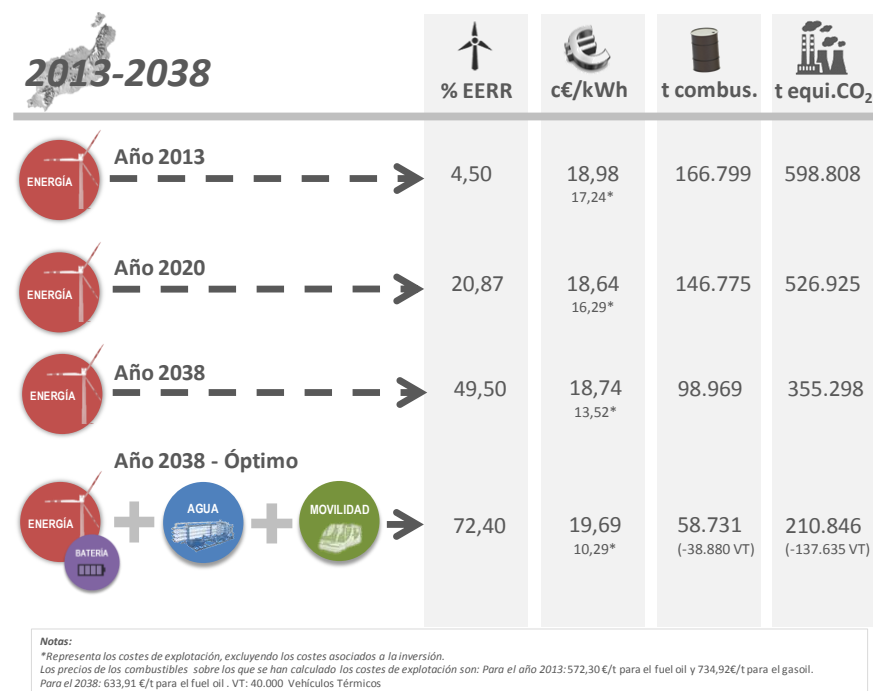
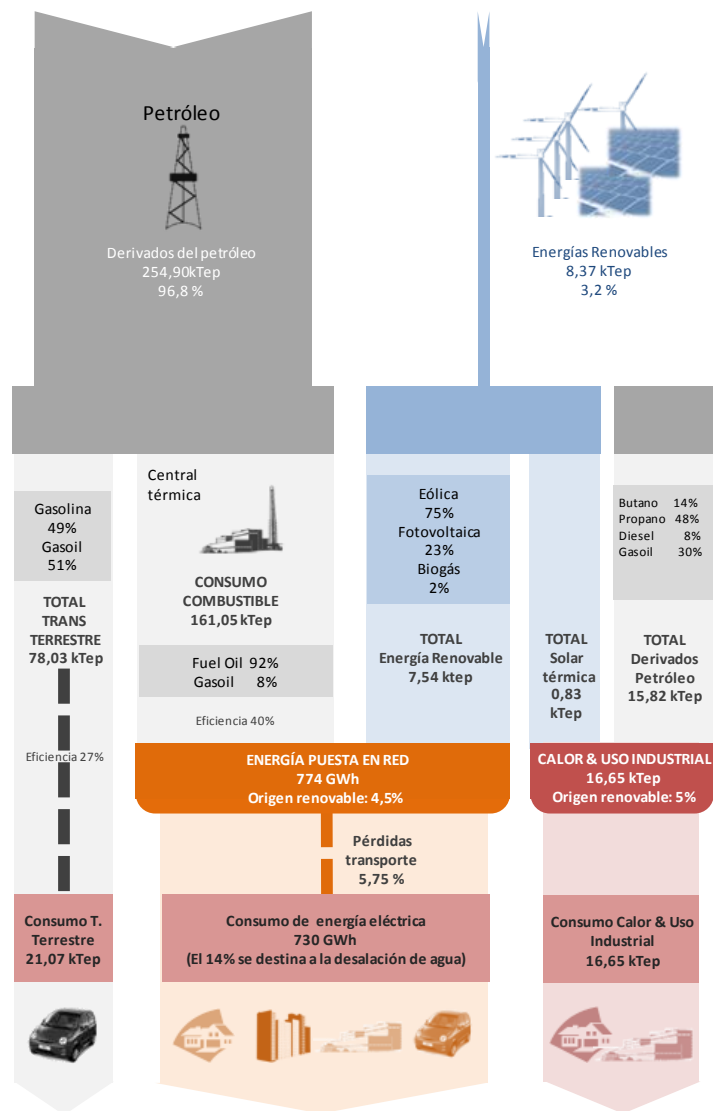


Figura 5.1. Comparativa de los resultados de simulación de los sistemas de energía eléctrica en los años 2013, 2020 y 2038. Elaboración propia

En definitiva para conseguir los mejores resultados técnicos, económicos y medioambientales el sistema de generación de energía eléctrica de la isla de Lanzarote debe en los próximos años incrementar sustancialmente la potencia eólica y solar fotovoltaica, introducir sistemas de almacenamiento energético, cargas gestionables y vehículos eléctricos que permitan incrementar la penetración de renovables y reducir al máximo el consumo de combustibles. Este sistema en la alternativa más favorable estaría compuesto por 9 grupos diesel de 17,6 MW con una potencia neta total instalada de 158 MW, más de 11 parques eólicos con una potencia total instalada de 201 MW, instalaciones fotovoltaicas repartidas por todo el territorio con una potencia total instalada de 27 MW, la planta de biometanización de Zonzamas con 2 MW de potencia, 60 MW de baterías como sistema de almacenamiento energético, 14 MW de potencia gestionable asociada a las plantas desaladoras de la isla y la sustitución de 40.000 vehículos térmicos por eléctricos.

A continuación se presenta el balance de energía de uso interno de la isla de Lanzarote previsto para el año 2038 si se llevaran a cabo estas actuaciones, frente al balance de energía de uso interno actual.

BALANCE ENERGÍA ACTUAL USO INTERNO – AÑO 2013



MODELO ENERGÉTICO GLOBAL INSOSTENIBLE

Baja penetración de renovable en generación energía eléctrica: **4,5%**

Elevado consumo combustible: **254.900 Tep/año**

Coste aprox. del combustible: **174 millones de euros al año**

Altas emisiones de GEI: **873.500 t/año**

Bajo nivel de autosuficiencia energética: **3,2%**

Generación de energía eléctrica (4,5% renovable):

- Producción: 774 GWh/año
- Consumo combustible: 161.050 Tep
- 14 % destinado a desalación y a impulsión de agua

Movilidad Terrestre (0% renovable):

- 109.576 Vehículos
- Consumo combustible: 78.030 Tep

Generación de Calor (5% renovable):

- Consumo combustible: 16.650 Tep

BALANCE ENERGÍA FUTURO USO INTERNO – AÑO 2038

MODELO ENERGÉTICO GLOBAL SOSTENIBLE

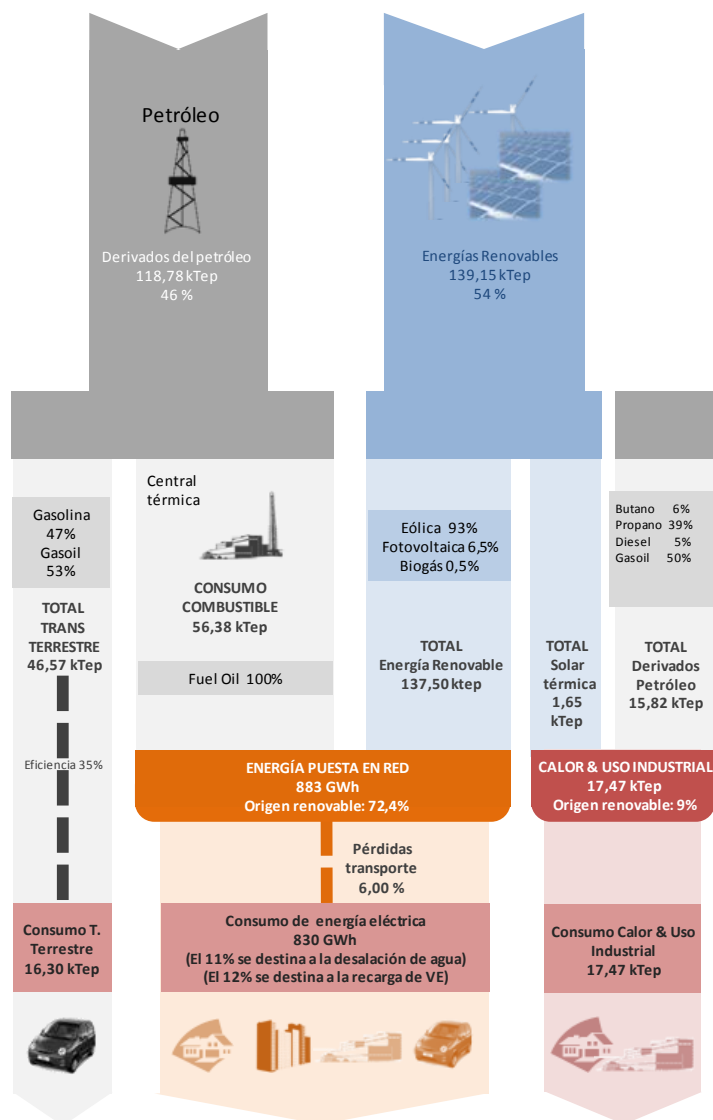
Alta penetración de renovable en generación energía eléctrica: **72%**

Consumo combustible: **118.780 Tep/año**

Coste aprox. del combustible: **81 millones de euros al año**

Emisiones de GEI: **407.051 t/año**

Alto nivel de autosuficiencia energética: **54%**



Generación de energía eléctrica (72% renovable):

- Producción: 883 GWh/año
- Consumo combustible: 56.380 Tep
- 11 % destinado a desalación y a impulsión de agua
- 12 % destinado a recarga de 40.000 vehículos eléctricos

Movilidad Terrestre (22% renovable):

- 118.165 Vehículos (33% eléctricos)
- Consumo combustible: 46.570 Tep

Generación de Calor (9% renovable):

- Consumo combustible: 15.820 Tep

