

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 1: INTRODUCCIÓN.



PETICIONARIO

CONSORCIO DEL AGUA DE LANZAROTE

AUTORES

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

MARZO 2017



BLOQUE DE CONTENIDOS

1	INTRODUCCIÓN	1
2	OBJETIVO DEL ESTUDIO	2
3	EL ESCENARIO GLOBAL Y PRÓXIMO PARA LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LANZAROTE	3
3.1	<i>SITUACIÓN MUNDIAL</i>	3
3.2	<i>SITUACIÓN ENERGÉTICA DE LA UNIÓN EUROPEA</i>	5
3.3	<i>EL ESCENARIO ENERGÉTICO PRÓXIMO. CANARIAS</i>	5
3.3.1	Datos generales	5
3.4	<i>LOS RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES DE CANARIAS</i>	8
3.5	<i>PERSPECTIVAS A MEDIO Y LARGO PLAZO DE LA ENERGÍA EN CANARIAS</i>	9
3.6	<i>PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN CANARIAS</i>	11
3.7	<i>PREMISAS DE UNA NUEVA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA PARA CANARIAS</i>	12
4	EL MODELO ENERGÉTICO ACTUAL DE LA ISLA DE LANZAROTE	14
5	SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ENERGÍA, AGUA Y MOVILIDAD EN LANZAROTE	16
5.1	<i>LOS RECURSOS ENERGÉTICOS PROPIOS DE LA ISLA DE LANZAROTE</i>	18
5.1.1	Energía eólica	18
5.1.2	Energía solar	20
5.1.3	Energía hidráulica, geotérmica, de las olas, mareas y corrientes marinas	22
5.1.4	Biomasa y tratamiento de Residuos Sólidos Urbanos	23
5.2	<i>EL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL DE LANZAROTE</i>	24
5.2.1	Agentes existentes	24
5.2.2	Demanda de energía eléctrica	25
5.2.3	Sistema de generación de energía eléctrica	26
5.2.4	Red de transporte y distribución	31
5.2.5	Balance de energía eléctrica	32
5.2.6	Costes de generación de energía eléctrica	33
5.2.7	Precio de venta de la energía eléctrica	35
5.3	<i>SISTEMA HIDRÁULICO ACTUAL DE LANZAROTE</i>	36
5.3.1	Agentes existentes	36
5.3.2	Balance hídrico en Lanzarote	37
5.3.3	Demanda de agua de abasto	38
5.3.4	Instalaciones hidráulicas	41
5.3.5	Sistemas de almacenamiento y distribución de agua de abasto	45
5.3.6	Costes de generación actuales	48
5.3.7	Precio de venta	48
5.4	<i>TRANSPORTE TERRESTRE</i>	49

5.4.1	Agentes existentes en el sector de hidrocarburos _____	49
5.4.2	Parque móvil actual _____	50
5.4.3	Consumo de combustibles _____	51
5.4.4	Costes del combustible _____	51
5.4.5	Costes de movilidad con vehículo térmico y eléctrico _____	52
5.5	<i>AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA</i> _____	53
5.6	<i>SEGURIDAD ENERGÉTICA</i> _____	54
6	SOWES: SOFTWARE DE OPTIMIZACIÓN EMPLEADO EN EL ESTUDIO _____	56
6.1	<i>INTRODUCCIÓN</i> _____	56
6.2	<i>MÓDULOS DEL SOWES</i> _____	57
6.2.1	Módulo de Generación de Energía Eléctrica _____	57
6.2.2	Módulo de Producción de Agua _____	58
6.2.3	Módulo de Movilidad con Vehículos Eléctricos _____	59
6.3	<i>MODO DE OPERACIÓN DEL SOWES</i> _____	60
6.4	<i>VARIABLES DE ENTRADA</i> _____	62
6.5	<i>RESULTADOS</i> _____	63
6.5.1	Salidas gráficas _____	63
6.5.2	Tablas resumen de datos de salida _____	70
6.6	<i>RESULTADOS GLOBALES DEL SOWES</i> _____	73
7	METODOLOGÍA DE TRABAJO EMPLEADA PARA EL DESARROLLO DE ESTE ESTUDIO _____	74

1 INTRODUCCIÓN

En relación al contrato asociado a la prestación del servicio “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” (EXPTE. CM/003-2015) se presenta el siguiente informe que contiene los resultados de las FASES I,II y III del estudio:

- Análisis de la situación actual del sistema de generación eléctrico, del agua y del transporte terrestre en la isla de Lanzarote y previsión de su evolución. (Fase I)
- Simulación del sistema de generación eléctrico actual. (Fase I)
- Diseño del modelo energético más probable en un futuro próximo (año 2020). (Fase II)
- Diseño del modelo energético óptimo desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental (año 2038). (Fase III)

2 OBJETIVO DEL ESTUDIO

El presente estudio tiene como objetivo principal diseñar y evaluar un nuevo modelo energético en la isla de Lanzarote que permita el máximo aprovechamiento de los recursos renovables que posee para satisfacer las necesidades energéticas de uso interno de la población (energía eléctrica, agua y transporte interno), con la finalidad de reducir sustancialmente los costes de electricidad, producción de agua y de movilidad, disminuir el consumo de combustibles fósiles y las emisiones gases de efecto invernadero e incrementar el nivel de autosuficiencia energética.

Los objetivos específicos que se cubren con este estudio son los siguientes:

1. Definir el modelo energético más probable a corto plazo en función de la previsión de la evolución de la demanda de energía eléctrica y la incorporación de nuevos parques eólicos, instalaciones fotovoltaicas y equipos de generación térmicos.
2. Definir el modelo energético óptimo (best-case escenario) sin almacenamiento energético en un caso, y con almacenamiento de energía y de agua en otro. En estos modelos energéticos se definirá:
 - La ubicación de nuevas plataformas eólico-solares y/o centrales hidroeléctricas.
 - Las características técnicas, económicas y medioambientales del sistema de generación de energía eléctrica, y en su caso, del sistema de almacenamiento energético y del sistema de transporte terrestre mediante vehículos eléctricos.
3. Definir los modelos energéticos en varias etapas de transición del sistema actual al sistema óptimo. En estas etapas se definirá:
 - La ubicación de nuevas plataformas eólico-solares y/o centrales hidroeléctricas.
 - Las características técnicas, económicas y medioambientales del sistema de generación de energía eléctrica, y en su caso, del sistema de almacenamiento energético y del sistema de transporte terrestre mediante vehículos eléctricos.

3 EL ESCENARIO GLOBAL Y PRÓXIMO PARA LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LANZAROTE

El modelo energético de las Islas Canarias en general, y de Lanzarote en particular, está totalmente condicionado por la evolución de los recursos energéticos fósiles en todo el mundo, en cuanto a disponibilidades y costes.

3.1 SITUACIÓN MUNDIAL

Tal como se aprecia en todas las previsiones, todos los combustibles fósiles alcanzarán su pico de producción entre los años 2015 y 2030 y a partir de ese momento entrarán en un declive rápido y definitivo.

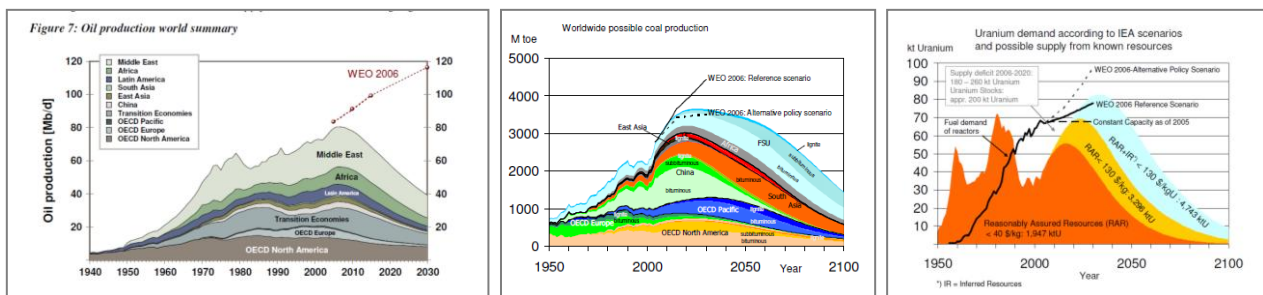


Figura 3.1. Previsiones futuras de los combustibles fósiles

En particular, el agotamiento de los depósitos convencionales de petróleo y de gas está siendo sustituido por pozos en profundidades marinas crecientes y en depósitos de petróleo y gas no convencional, en ambos casos con unos altos costes de extracción (solo soportados por altos precios de estos combustibles) y elevados impactos medioambientales y sabiendo de antemano que solo suponen un corto alargamiento de la vida de estos combustibles (por ejemplo, un yacimiento de petróleo de 1.000 millones de barriles en las proximidades de Canarias solo suponen 12 días de consumo mundial).

En cuanto a la posible sustitución del declive de los recursos fósiles por los recursos de uranio, los problemas residen no sólo en la escasez de éstos, sino en la imposibilidad de sustituir la generación de electricidad a partir del gas natural y del petróleo por centrales nucleares en un periodo de tiempo tan corto. En efecto, tal sustitución exigiría la construcción de más de 1 500 centrales en los próximos 20 años, a razón de 6 centrales cada mes, además de la sustitución de las más de 400 centrales nucleares hoy existentes gran parte de las cuales están a punto de superar su límite de vida, lo cual obviamente es imposible. Además, si ello pudiera conseguirse las reservas de uranio de bajo coste desaparecerían en muy pocos años y también las de alto coste, convirtiendo esta opción en inviable.

La única alternativa de más largo plazo en este contexto es la utilización masiva de reactores reproductores, siempre que se asumieran los altos riesgos que esta opción comporta, y teniendo en cuenta que tales reactores aún no están listos para entrar en producción.

Si al próximo cenit de todos los recursos convencionales se le añade la lentitud en la implantación de las energías renovables y el incremento desmesurado de la demanda por parte de las nuevas economías emergentes (y, además, con la característica común con las ya desarrolladas de formas de consumo

energético auténticamente despilfarradores) las consecuencias inevitables en un plazo entre 10 y 15 años será la cadena de hechos ya conocida: aumento de los precios de la energía, aumento de los precios de todos los productos y servicios a ella asociados (agua, alimentos, producción industrial, transporte de personas y mercancías, etc.), tensiones sociales, contracción de la demanda, desabastecimiento de mercados y nuevos aumentos de precios, tensiones sociales y políticas, etc.

El otro aspecto que pone en entredicho la continuidad del uso indiscriminado de los combustible fósiles lo constituye el incremento del CO₂ y del metano en la atmósfera, que está incrementando el efecto invernadero y con él, las temperaturas del aire y de los océanos (en el año 2013 se alcanzó por primera vez en la historia de la Humanidad un nivel de CO₂ en la atmósfera de 400 ppm).

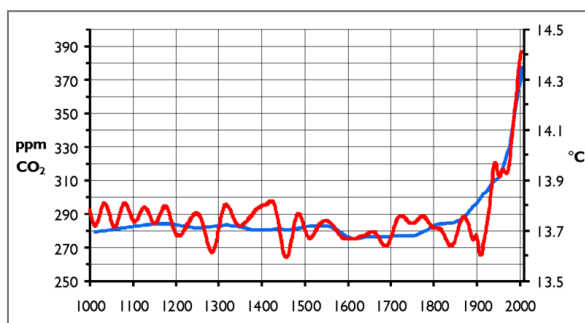


Figura 3.2. Evolución de las ppm de CO₂ en la atmósfera

En la Cumbre de la ONU de París (Conferencia para un Gobierno Ecológico Mundial), 2.500 expertos en el clima de 130 países, señalaron que en el año 2.100 la temperatura podría elevarse entre 1,8 y 4 grados centígrados, lo cual implicaría una subida del nivel del mar entre 18 y 59 cm solo por efecto del derretimiento de las masas glaciales continentales y polares.

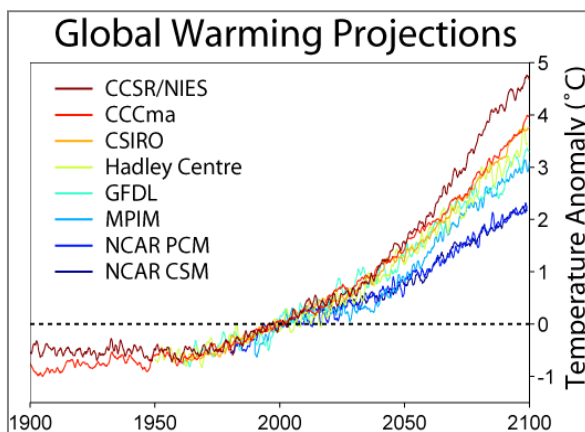


Figura 3.3. Proyecciones del Calentamiento Global según la Cumbre de la ONU de París

Para los expertos del ICPP a la Humanidad le quedan 10 años para diseñar y poner en marcha un plan que corrija esta deriva climática, pues en caso contrario el punto de no retorno se alcanzaría en el año 2050. Tal punto de no retorno se caracterizará por el “disparo” de las temperaturas, en un bucle de realimentación positiva donde se sumarían los efectos de la emisión del metano retenido en las tundras (turberas congeladas o permafrost), la extinción de grandes masas boscosas y selváticas producidas por incendios y sequías, la pérdida de reflexión de la luz solar que suponen las masas glaciales, etc.

En resumen el panorama que presenta el modelo energético actual a escala mundial no puede ser más desolador y supondrá, casi con toda certeza, una nueva era para la humanidad.

3.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA DE LA UNIÓN EUROPEA

El segundo escenario en el que ha de contemplarse la cobertura de las necesidades de energía en Canarias es el de la propia Unión Europea, de la que políticamente forma parte.

La situación energética de la Unión Europea es sumamente delicada al carecer de recursos energéticos fósiles suficientes para cubrir sus necesidades. En mayo del año 2010 se presentó al Consejo Europeo un informe del Grupo de Reflexión sobre el futuro de la UE en 2030 titulado Proyecto Europa 2030: Retos y oportunidades.

El informe señala que si no se hace nada de aquí a 2030 la situación de la energía en Europa será de creciente necesidad y descenso de los suministros. La dependencia de unas importaciones de petróleo, gas y carbón, a precios elevados, de terceros países, aumentará del 50% actual a un 60%, pudiendo llegar a representar los combustibles fósiles el 80% de la combinación energética de Europa.

Los desafíos que tenemos ante nosotros son enormes y exigen una reacción urgente, además de una movilización de recursos inmensa.

Las posibilidades de desestabilización social, económica y política son, por lo tanto, reales. Y sin embargo, para realizar estos trabajos hercúleos no podemos limitarnos a confiar en el mercado. Por el contrario, son necesarios unas intervenciones y un apoyo públicos de gran alcance para iniciar una "nueva revolución industrial". La UE debe transformar este desafío en una oportunidad real.

Debe potenciarse la búsqueda de fuentes de energía renovables que sean viables. Existe una serie de opciones prometedoras disponibles, como son la energía eólica, la energía solar y la biomasa. Europa debe también apartarse del petróleo como fuente primaria de combustible para los transportes, fomentando las normas relativas a los biocombustibles y los vehículos eléctricos e híbridos.

La era del petróleo barato parece haber tocado a su fin, al ser los nuevos suministros cada vez más lejanos, inaccesibles y caros de explotar. Al mismo tiempo, la UE seguirá dependiendo de las fuentes externas para su suministro de energía durante un tiempo considerable.

Como puede verse, una gravísima situación, que de forma directa va a afectar a Canarias (y a Lanzarote) de forma directa, en todos los órdenes.

3.3 EL ESCENARIO ENERGÉTICO PRÓXIMO. CANARIAS

3.3.1 DATOS GENERALES

Canarias posee un nivel de autosuficiencia energética muy bajo, inferior al 1%. Prácticamente todas las necesidades energéticas en las islas (Transporte, Energía Eléctrica, Calor,...) se cubren "quemando" productos derivados del petróleo (fueloil, gasoil, gasolina, queroseno y GLPs principalmente). Es un hecho

un tanto inexplicable, ya que las islas cuentan con recursos energéticos renovables propios suficientes para alcanzar un elevado nivel de autosuficiencia energética a bajo coste.

En el año 2013, Canarias importó un total de 6,9 millones de toneladas equivalentes de petróleo, de las cuales un 50% llegó en forma de crudo desde diferentes países (Guinea Ecuatorial, Nigeria, Angola, México, Rep. Del Congo, Irak y Camerún) con destino a la Refinería de Tenerife y el resto fueron efectuadas por empresas que operan en el mercado canario y por la propia refinería en forma de productos derivados del petróleo (gasolinas, gasóleos, fueloil, queroseno,..) procedentes de distintos países europeos, siendo el principal exportador los Países Bajos.

El coste anual de este crudo ascendió a 3.626 millones de euros (a 100 \$/barril equivalente a 518 €/Tn).

Por tipos de consumo, 2.003.800 t (29,25%) se dedicaron a la producción de electricidad (para consumos domésticos, turísticos, comerciales e industriales), 1.210.200 t (17,66%) al resto del consumo interior (transporte terrestre, uso industrial, GLP), 923.300 t (13,48%) al transporte aéreo y 2.714.300 t (40%) al transporte marítimo, de acuerdo con los datos obtenidos de las Estadísticas Energéticas de Canarias.

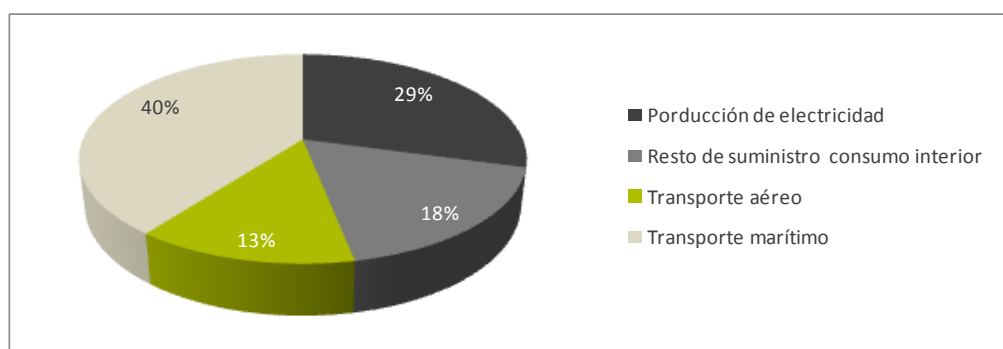


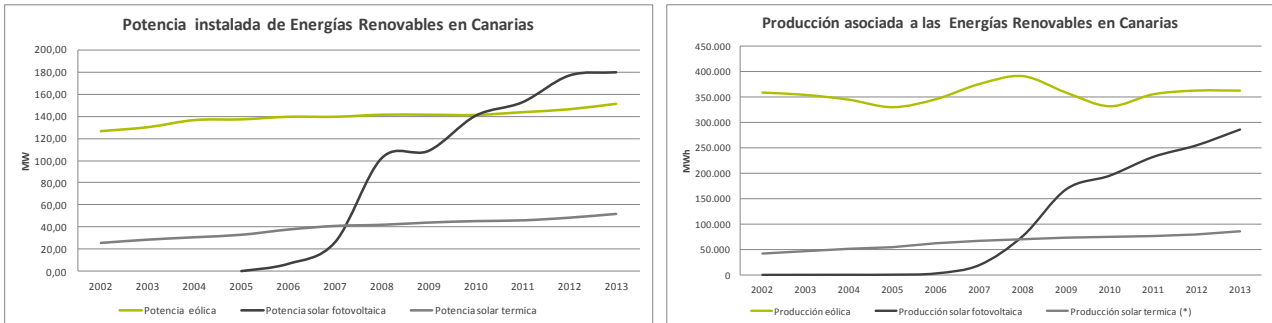
Figura 3.4. Distribución energética por tipo de consumo (Año 2013)
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

Los recursos renovables que se están aprovechando actualmente en las islas se están destinando por un lado a la producción de electricidad (parques eólicos y solares fotovoltaicos) y por otro a la generación de calor (instalaciones solares térmicas).

En el año 2013 las islas contaban con una potencia eólica instalada de 151,6 MW, que produjeron 362 GWh/año de energía eléctrica (2.448 horas equivalentes de media) y una potencia solar fotovoltaica de 180 MWp, con una producción de energía eléctrica de 285,4 GWh/año (1.670 horas equivalentes de media). Entre ambas aportaron el 7,3% de la energía eléctrica total que se generó en el archipiélago. Por otro lado, según el Anuario Energético de Canarias 2013, se estima que en ese año habían instaladas 104.400 m² de placas solares térmicas, con una producción estimada de 86 GWh/año térmicos aproximadamente.

Si analizamos la evolución de la implantación de las energías renovables en las Islas Canarias en los últimos años, se aprecia el estancamiento de la energía eólica, prácticamente la misma que hace 10 años, motivado principalmente por la paralización de los expedientes de los parques eólicos concedidos en los concursos eólicos de los años 2007 y 2008, y por otro lado se aprecia un incremento sustancial de la energía solar fotovoltaica, que se ha multiplicado por 25 en el periodo 2006-2013, motivada por una

política de incentivos que primaban sustancialmente su instalación y que fue suprimida para nuevas instalaciones tanto eólicas como fotovoltaicas a principios del año 2012. Paradójicamente, siendo los parques eólicos los que producen la energía eléctrica a menor coste, tal como se verá más adelante, son los que han sufrido mayor retraso en su implantación.



(*) La producción solar térmica se representa en MWh térmicos.

Figura 3.5. Evolución de la potencia instalada y producción asociada a las energías renovables en Canarias
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

El nivel de autosuficiencia para cubrir las necesidades energéticas de uso interno, entendida como la relación entre la energía primaria obtenida de recursos energéticos propios frente a la energía primaria total consumida, ha pasado del 1% en el año 2006 al casi 2% en el año 2013, siendo aún bastante bajo ya que como se ha podido constatar no se está aprovechando el enorme potencial eólico que existe en las islas.

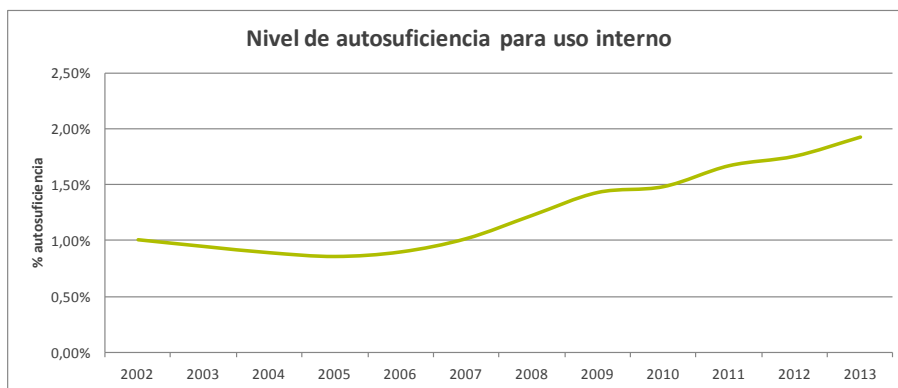


Figura 3.6. Nivel de autosuficiencia para uso interno en Canarias
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

El consumo per cápita de energía primaria para uso interno en el año 2013 fue de 1,57 tep/hab, con un fuerte descenso del 5,8% en el periodo 2007-2008. Este descenso, ha continuado de forma algo más moderada en el periodo 2008-2013, motivado por la actual crisis económica. En cualquier caso, el consumo per cápita en Canarias es inferior a la media nacional, que se sitúa en 2,66 tep/hab, entre otros motivos por disponer de un clima más bondadoso, que permite por ejemplo prescindir de calefacción en invierno, aunque podría aún ser menor si existiera una mayor concienciación de ahorro y eficiencia energética.

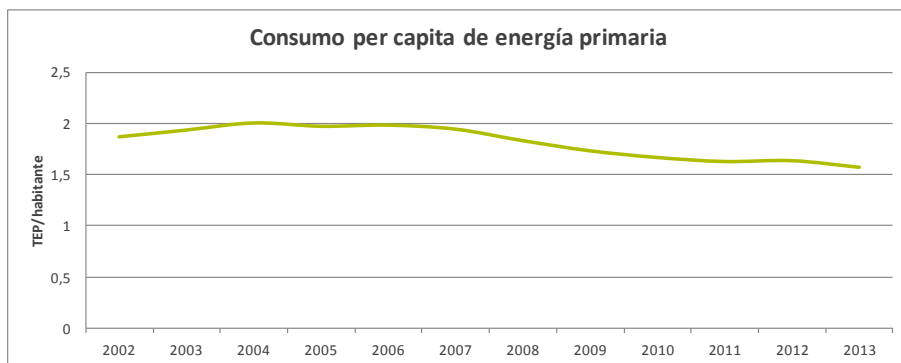


Figura 3.7. Consumo per cápita de energía primaria en Canarias
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

A nivel medioambiental, el consumo de combustibles en Canarias genera al año 13,9 millones de t equivalentes de CO₂ a la atmosfera.

Por tanto en la situación energética actual de Canarias destacan dos aspectos:

- El bajo nivel de autosuficiencia energética, motivado por la escasa explotación de las muy abundantes energías renovables existentes en todas las islas: eólica (los mayores potenciales del mundo se dan en Canarias), solar (térmica, termoeléctrica y fotovoltaica), geotérmica, oleaje, térmica marina, minihidráulica, biomasa, etc.
- Un alto impacto medioambiental, por la enorme cantidad de emisiones de CO₂ que se vierten a la atmósfera por no emplear las energías renovables.

3.4 LOS RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES DE CANARIAS

Las Islas Canarias son una de las zonas del mundo de mayor potencial eólico explotables del mundo debido a la constancia de los vientos, sin grandes periodos de calmas ni grandes temporales (de hecho, los parques eólicos de mayor producción de todo el mundo se encuentran en Canarias). En cuanto a la energía solar, también las Islas Canarias presentan un elevado potencial, especialmente en las zonas del sur de las islas de mayor altura, libres de nubes prácticamente todo el año.

Ambas energías se benefician de su aplicación por la cercanía entre los puntos de generación y de demanda de energía eléctrica.

También disponen de otros recursos renovables como pueden ser la energía de las olas (20 kW/m lineal de ola), la energía geotérmica o la biomasa, aún cuando en cantidades más reducidas.



Figura 3.8. Mapa eólico de Canarias
Fuente: ITC

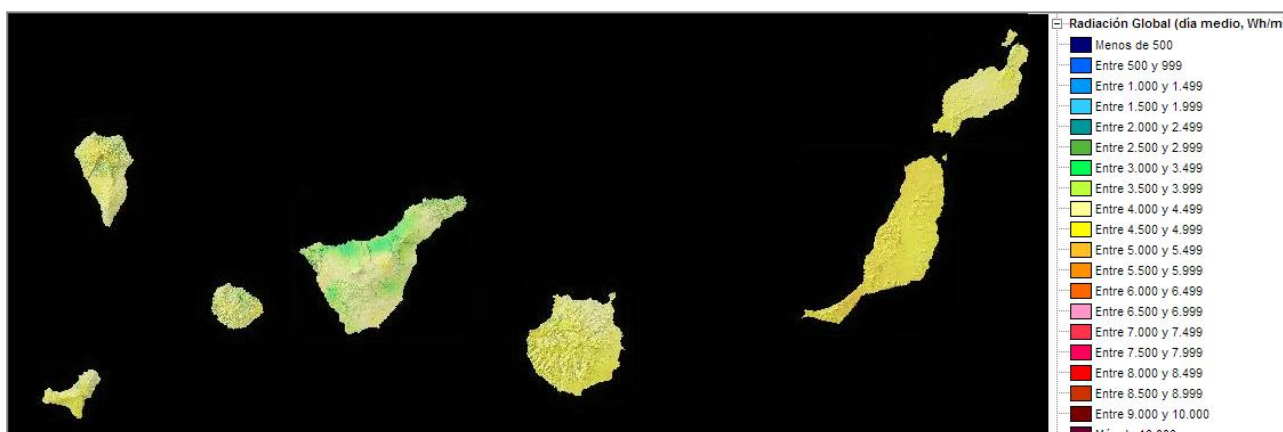


Figura 3.9. Mapa solar de Canarias
Fuente: GRAFCAN

3.5 PERSPECTIVAS A MEDIO Y LARGO PLAZO DE LA ENERGÍA EN CANARIAS

Tal como se desprende del análisis de la situación energética mundial, las perspectivas de Canarias, en cuanto a la continuidad a largo plazo del consumo de energías fósiles en los términos actuales, no puede ser más crítica, especialmente si se consideran las previsibles escaladas del precio de todos los combustibles fósiles y los posibles problemas de suministro.

Observando la evolución de las cotizaciones del crudo de Brent en los últimos 30 años, se observa que hasta el año 2004, el precio del crudo se mantuvo por debajo de los 40 \$/barril, y a partir de ahí comienza una escala sin precedentes hasta alcanzar los 111,67 \$/barril en el año 2012, habiendo experimentado un incremento medio interanual del 12,6 % en los últimos 10 años (2004-2014). En Julio del 2008 se produjo el pico máximo, llegando a alcanzar los 146 \$/barril, seguido de una caída hasta los 40 \$/barril en septiembre de ese mismo año. A primeros del 2011, coincidiendo con la primavera árabe,

vuelve a remontar hasta los 120 \$/barril, manteniéndose por encima de los 100 \$/barril hasta junio de 2014. A partir de ese momento sufre una fuerte caída hasta los 49 \$/barril en enero de 2015, experimentando desde ese momento una subida hasta los 67 \$/barril en mayo de 2015, sin embargo en 2016 el precio del Brent continúa su descenso hasta los 42,57 \$/barril. Entre los expertos existen variadas opiniones sobre la evolución futura del precio del crudo coincidiendo la mayoría en que volverá a alcanzar más pronto que tarde los 100 \$/barril, pudiendo subir desde ahí hasta los 200 \$/barril al final de la presente década.

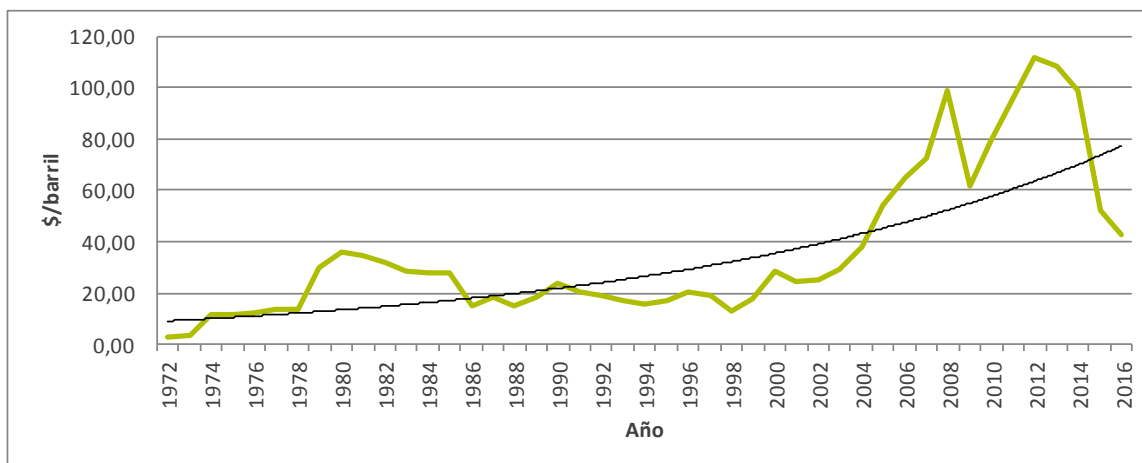


Figura 3.10. Evolución de las cotizaciones del crudo de Brent y su línea de tendencia
Elaboración propia. Fuente: CNE y MITYC

Esta escala de precios se ha notado especialmente en las islas Canarias dada su dependencia casi absoluta del crudo para satisfacer sus necesidades energéticas, reflejada en un incremento sustancial del precio de los combustibles empleados para la generación de electricidad, con un incremento medio interanual del 0,5 % en el periodo 2006-2015 (El incremento medio del 0,5% se debe a la fuerte caída de los precios de los combustibles entre el año 2014 y 2015, ya que hasta el año 2014 el incremento interanual medio era de un 5%), y del precio de la gasolina y el gasoil de automoción, con un incremento medio interanual del 5% en el periodo 2007-2015 (lo que ha motivado un incremento sustancial en los costes de movilidad). Esta tendencia se ha visto atemperada a finales del año 2014 y principios del 2015 por la bajada del precio del crudo.

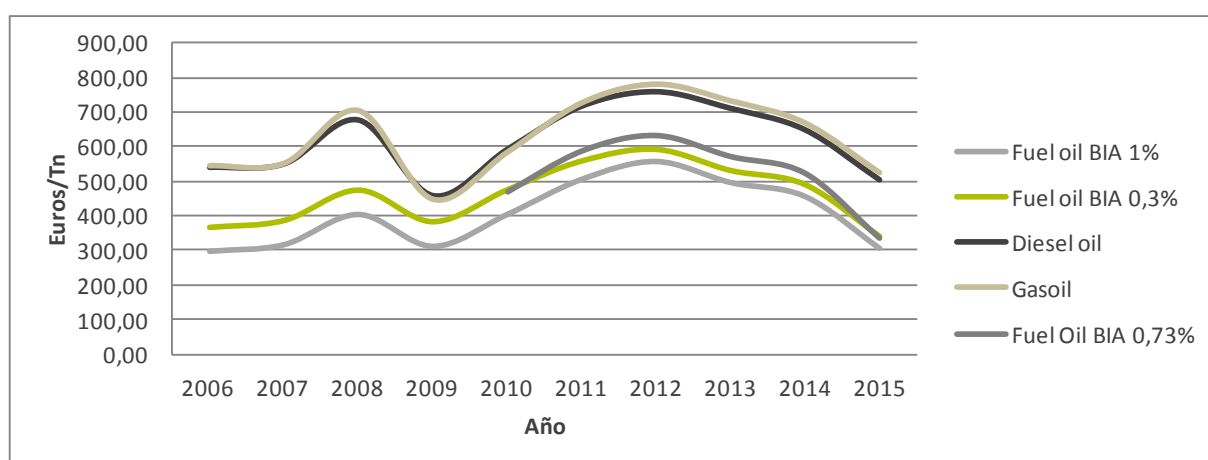


Figura 3.11. Evolución precios combustibles asociados a la producción de electricidad en Canarias (€/t)
Elaboración propia. Fuente: MITYC

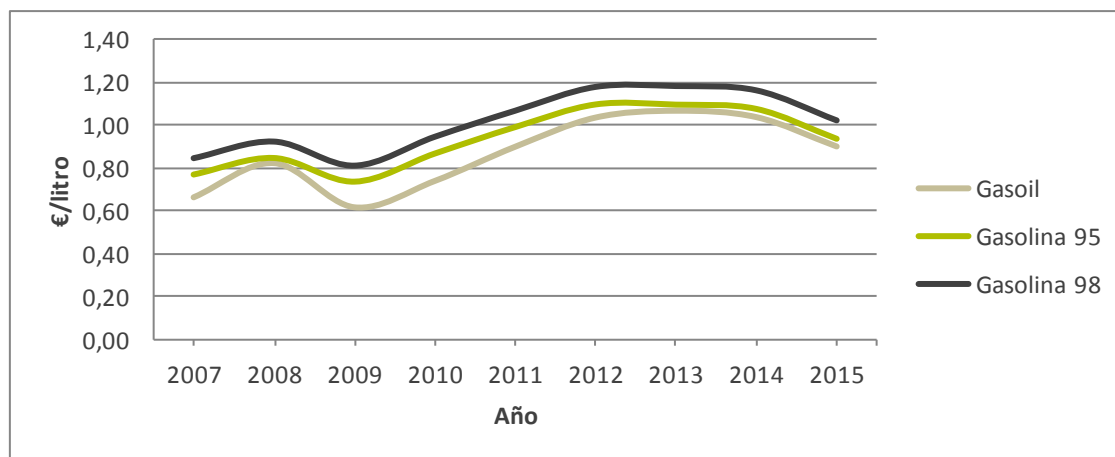


Figura 3.12. Evolución precios combustibles asociados a la automoción en la provincia de Las Palmas (€/l)
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

Un incremento del precio del crudo como el que se ha experimentado en el periodo 2004-2014, con una tasa de crecimiento interanual superior al 12%, podría provocar la quiebra de la economía del archipiélago en todos sus sectores de continuar con la actual política energética.

El bajo nivel de autosuficiencia del archipiélago sumado a un incremento sustancial de los precios de los combustibles provocaría un elevado coste de la energía eléctrica para todos los consumidores, un elevado coste del agua (bombeada y desalada en grandes cantidades en la mayoría de las islas), un elevado coste de los alimentos en su mayor parte importados desde largas distancias (y por tanto con una fuerte incorporación de energía para su transporte y conservación en frío), un elevado coste del mantenimiento del confort climático en las viviendas y establecimientos turísticos, un elevado coste del transporte interior terrestre, marítimo y aéreo (con la consecuente disminución de todos ellos) y el muy probable final del modelo turístico actual (barato y de alta rotación) derivado no solo de la carestía del transporte hasta Canarias sino también de la disminución de las rentas disponibles de los propios visitantes.

Como puede verse, el modelo energético de Canarias, y con él su modelo de desarrollo, es claramente insostenible y ha de ser modificado cuanto antes, para evitar que el posible derrumbe económico y social de las islas impida iniciar y acometer los cambios necesarios.

3.6 PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN CANARIAS

A lo largo de los últimos años se han venido desarrollando sucesivos Planes Energéticos de Canarias (PECAN) que en gran parte han sido subsidiarios de los planes energéticos Peninsulares, de los recursos y tecnologías disponibles en cada momento y de la casuística de la empresa generadora y operadora regional.

Así se pensó en la introducción del carbón en centrales convencionales de vapor, luego se pasó a la introducción del gas natural de manos del desarrollo de las centrales de ciclo combinado y siempre con unas perspectivas muy bajas de ahorro energético y de introducción de energías renovables (debido inicialmente a las pobres tecnologías de estas últimas y a la falta de acomodación del parque energético convencional a la penetración de las mismas).

El último paso en la planificación energética de Canarias lo constituyen las Directrices de Ordenación Sectorial de la Energía en Canarias (DOSE), documento que si bien en términos generales siguen fielmente las premisas de un modelo energético sostenible para Canarias, en sus propuestas concretas ponen de manifiesto elevadas dosis de continuismo con los modelos anteriores, lo que produce importantes contradicciones en el mismo.

Al margen de las razones diversas que han limitado el desarrollo de los sucesivos PECAN, en las que no procede entrar en este trabajo, sí es preciso resaltar las importantes diferencias que existen entre las planificaciones a escala continental de aquellas otras a escala insular.

	PENÍNSULA	CANARIAS
Integración del sistema eléctrico	Sistemas integrados	Sistemas aislados
Tamaño del sistema eléctrico	Grande	Pequeños y fraccionados
Disponibilidad de recursos energéticos renovables	Media	Muy alta
Capacidad (relativa) de almacenamiento de energía	Baja	Alta
Necesidad de flexibilidad en el sistema eléctrico	Baja	Alta
Acceso a energías fósiles	Alta en gas natural y petróleo	Alta en petróleo (refinería) Baja en gas natural (sólo licuado)

*Tabla 3.1. Sistemas de planificación energética peninsular y canario
Elaboración propia. Fuente: Varias*

3.7 PREMISAS DE UNA NUEVA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA PARA CANARIAS

Al margen de los aciertos (y desaciertos) del PECAN, y su escaso éxito a la hora de llevarlo a cabo, la planificación energética de Canarias exige la confección de un nuevo PECAN desde dos nuevos escenarios básicos:

- La crisis energética que se avecina.
- La necesidad de enfocarlo bajo el prisma de la sostenibilidad integral de la región.

El primer punto que ha sido analizado con anterioridad muestra la necesidad de disminuir a toda costa la dependencia de Canarias de los combustibles fósiles, mientras que el segundo muestra la necesidad de “ver” el planeamiento energético como parte de un todo, más aún, como subsidiario del modelo de desarrollo económico, social, medioambiental, etc. que la región asuma como sostenible para los tiempos futuros.

En este contexto para que las energías renovables contribuyan a la sostenibilidad de Canarias, además de su explotación a todas las escalas estos recursos energéticos tienen que ser empoderadas por la población de toda la región, y especialmente por las entidades locales y las empresas. Solo así se conseguiría que sus beneficios económicos y sociales se repartan por toda la región, impidiendo la extradición de los beneficios de unos recursos totalmente endógenos.

A falta de un modelo canario de desarrollo sostenible integral (ya iniciado en algunos puntos de las islas), está claro a la vista de los datos expuestos en puntos anteriores que se precisa una “ruptura total” con el actual modelo energético (y de desarrollo), incidiendo sobre tres aspectos que pueden converger hacia la sostenibilidad energética a largo plazo: el ahorro energético masivo, la generación distribuida a pequeña escala y también masiva mediante las energías renovables y la producción de energía eléctrica a partir de las energías renovables a gran escala.

Las posibilidades de ahorro energético en las Islas Canarias son enormes, dado el alto derroche en el consumo actual y la bondad del clima a lo largo de todo el año. También son enormes las posibilidades de uso de las energías renovables a pequeña escala, tanto para generación térmica (agua caliente y acondicionamiento de aire) como para la producción de electricidad (incluyendo las micro-redes).

En cuanto a la explotación de las energías renovables a gran escala, es decir, su máxima penetración en los sistemas eléctricos insulares, se precisan un conjunto de acciones que el nuevo PECAN debe definir y priorizar y entre las que cabe mencionar:

- Redefinición de las centrales de generación (térmica y renovables) para maximizar la producción de electricidad a partir de estas últimas y minimizar los costes globales de generación. Ello exige que los grupos térmicos sean eficientes, modulares y flexibles, capaces de adaptarse rápidamente a las potencias fluctuantes de las energías renovables sin perder por ello sus rendimientos, mientras que las energías renovables (eólica y solar principalmente) deben concentrarse en auténticas plataformas energéticas de energías renovables.
- La implantación masiva de sistemas de acumulación y regulación de tales energías variables (gestión de demandas), para lo cual existen múltiples posibilidades en todas las islas: bombeo de agua entre embalses, desalación de agua de mar a gran escala, producción de hidrógeno, almacenamiento en baterías de flujo, almacenamiento en las baterías para flotas de vehículos eléctricos, etc.
- Reestructuración de los sistemas de transporte de energía eléctrica, incluyendo la conexión entre todas las islas que sea posible (ya lo es entre Gran Canaria, Fuerteventura y Lanzarote), así como la ubicación de las centrales térmicas y las plataformas eólico-solares en los puntos óptimos de cada isla.

(Lo importante de todas estas acciones es que en pocos sitios del mundo son tan factibles como en las Islas Canarias, de manera que esta región puede ser una auténtica pionera en el desarrollo de un sistema energético sostenible)

- La necesidad de gestionar, conjuntamente, los sistemas de generación de electricidad, de producción y bombeo de agua potable y la movilidad mediante vehículos eléctricos. Solo así se podrá maximizar el empleo de las energías renovables y minimizar el consumo de recursos energéticos fósiles.

En todo caso es clara la imposibilidad de un abastecimiento energético del 100% a partir de los recursos renovables para el consumo interior. (El exterior, es decir, la energía consumida en el transporte aéreo y marítimo es obvio que nada puede hacerse para sustituir a los combustibles fósiles).

Lo que sí se puede conseguir es que en las Islas Canarias los combustibles fósiles pueden pasar a ser los “combustibles de reserva”, los que sirvan para mantener la estabilidad de los sistemas eléctricos y cubrir el déficit de las energías renovables.

Todo ello supondrá independizarse en gran medida de las futuras fluctuaciones (en precio y abastecimiento) de los combustibles fósiles, disminuir el impacto sobre el medioambiente, y mantener una economía más competitiva. En suma, aumentar los niveles sostenibilidad del conjunto de la economía canaria y de solidaridad de la región con el resto del mundo.

4 EL MODELO ENERGÉTICO ACTUAL DE LA ISLA DE LANZAROTE

El modelo energético actual de la isla de Lanzarote, al igual que el de Canarias, se sustenta sobre el consumo de productos derivados del petróleo para cubrir prácticamente todas las necesidades energéticas de la isla, disponiendo de un nivel de autosuficiencia energética muy bajo y una penetración de energías renovables insignificante.

Si se observa el balance de energía de la isla en el año 2013, el consumo de energía procedente de combustibles fósiles fue del 98%. En total se consumieron 399.600 toneladas equivalentes de petróleo, de los cuales un 64% (254.900 t) fue destinado a uso interno y el resto se empleó para el transporte marítimo y el aéreo. Las energías renovables se concentraron principalmente en la producción de electricidad, aportando el 4,5% de la energía eléctrica puesta en red en la isla. A nivel global el nivel de autosuficiencia energética fue del 2%.

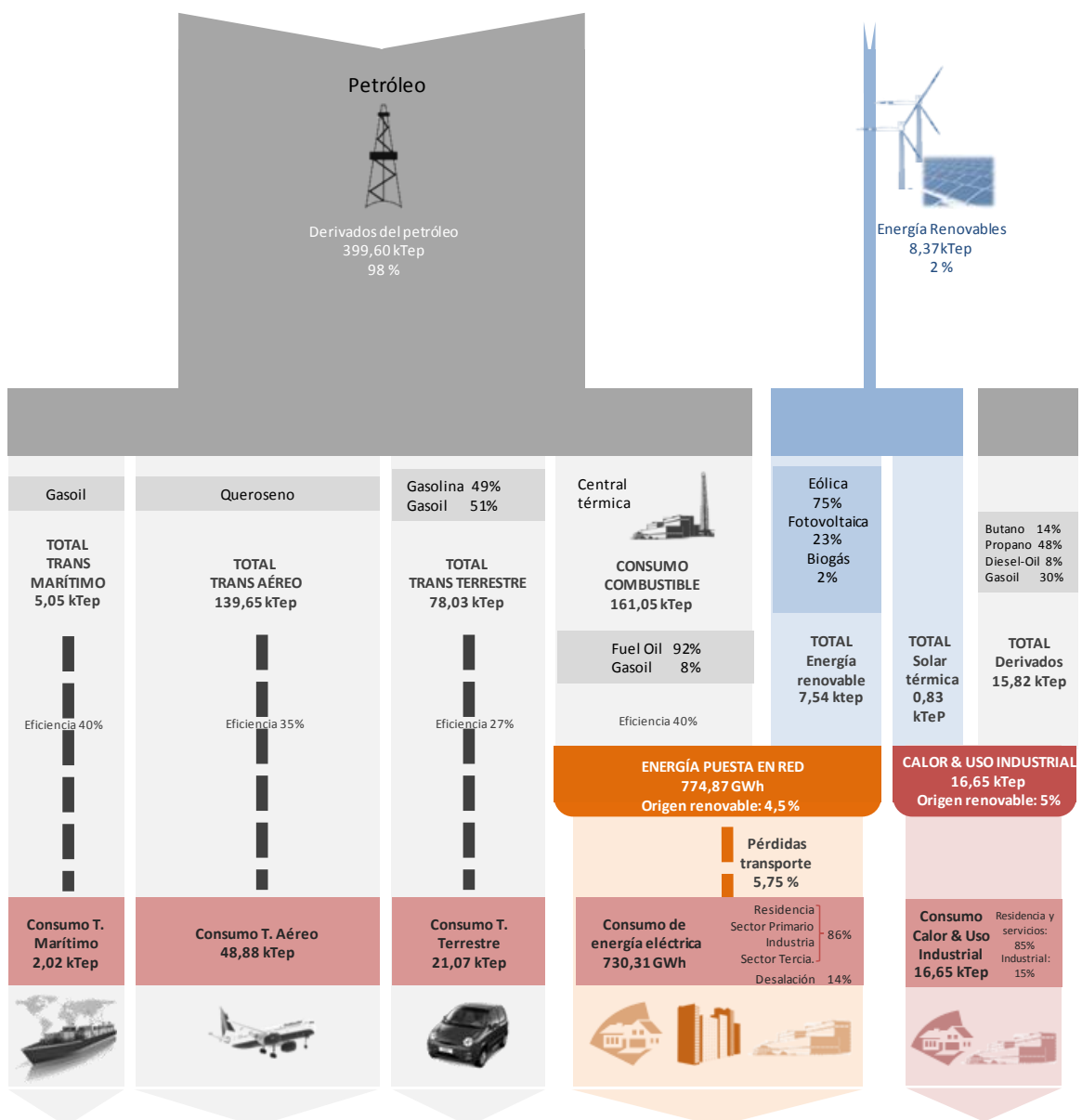


Figura 4.1. Balance Energético de Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias. GOBCAN

A nivel medioambiental, el consumo de combustibles en la isla generó 1,3 millones de toneladas de gases de efecto invernadero en el año 2013.

SECTOR	EMISIONES (MILLONES TON. DE GEI)
Generación de energía eléctrica (Centrales térmicas)	0,558
Transporte terrestre	0,260
Transporte marítimo nacional y aéreo	0,394
Complejos ambientales (RSU)	0,087
TOTAL	1,299

Tabla 4.1. Emisiones de gases de efecto invernadero, por sector, en la isla de Lanzarote
Fuente: Anuario Energético de Canarias. GOBCAN

5 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ENERGÍA, AGUA Y MOVILIDAD EN LANZAROTE

El presente estudio tiene como objetivo principal diseñar y evaluar un nuevo modelo energético en la isla de Lanzarote que permita el máximo aprovechamiento de los recursos renovables que posee, para satisfacer las necesidades energéticas de uso interno de la población (energía eléctrica, agua y transporte interno), con la finalidad de reducir sustancialmente los costes de electricidad, producción de agua y de movilidad, disminuir las emisiones gases de efecto invernadero e incrementar el nivel de autosuficiencia energética.

Si analizamos el modelo energético actual, tomando como referencia el año 2013, observamos que es claramente insostenible, con elevada dependencia de recursos energéticos externos que generan una gran contaminación y elevados costes de generación:

- Para atender la demanda de energía eléctrica se consumieron 161.050 toneladas equivalentes de petróleo (64% de la demanda interna de combustible), con un coste de generación aproximado de 19 c€/kWh. La baja penetración de energías renovables existente (eólica y solar fotovoltaica) sólo permitió que se ahorraran 7.540 tep y que se evitara verter a la atmósfera 25.845 t de CO₂ equivalente. El nivel de eficiencia de la central térmica fue del 40% y las pérdidas en la red de transporte fueron del 5,75 %.
- Prácticamente toda el agua que se consume en la isla proviene de plantas desaladoras, demandando aproximadamente el 14% de la energía eléctrica total producida. Por tanto para producir el agua demandada en el año 2013, 24 Hm³, se consumieron aproximadamente 21.560 toneladas equivalentes de petróleo, con un coste asociado exclusivamente al consumo de combustible de 50 c€/m³. Las pérdidas en la red de transporte de agua fueron del 50,8%.
- Para satisfacer las necesidades de transporte interior, se consumieron 78.030 toneladas equivalentes de petróleo (30% de la demanda interna), con un coste medio de movilidad de 8 € cada 100 km.
- Para satisfacer el resto de necesidades (generación de calor y otras actividades industriales), se consumieron 15.820 toneladas equivalentes de petróleo y se ahorraron 825 toneladas (un 5%) por el empleo de las energías renovables (solar térmica).
- El nivel de autosuficiencia energética para uso interno en Lanzarote fue del 3,2%, encontrándose por debajo de la media de Canarias, que se sitúa en el 4,3%.

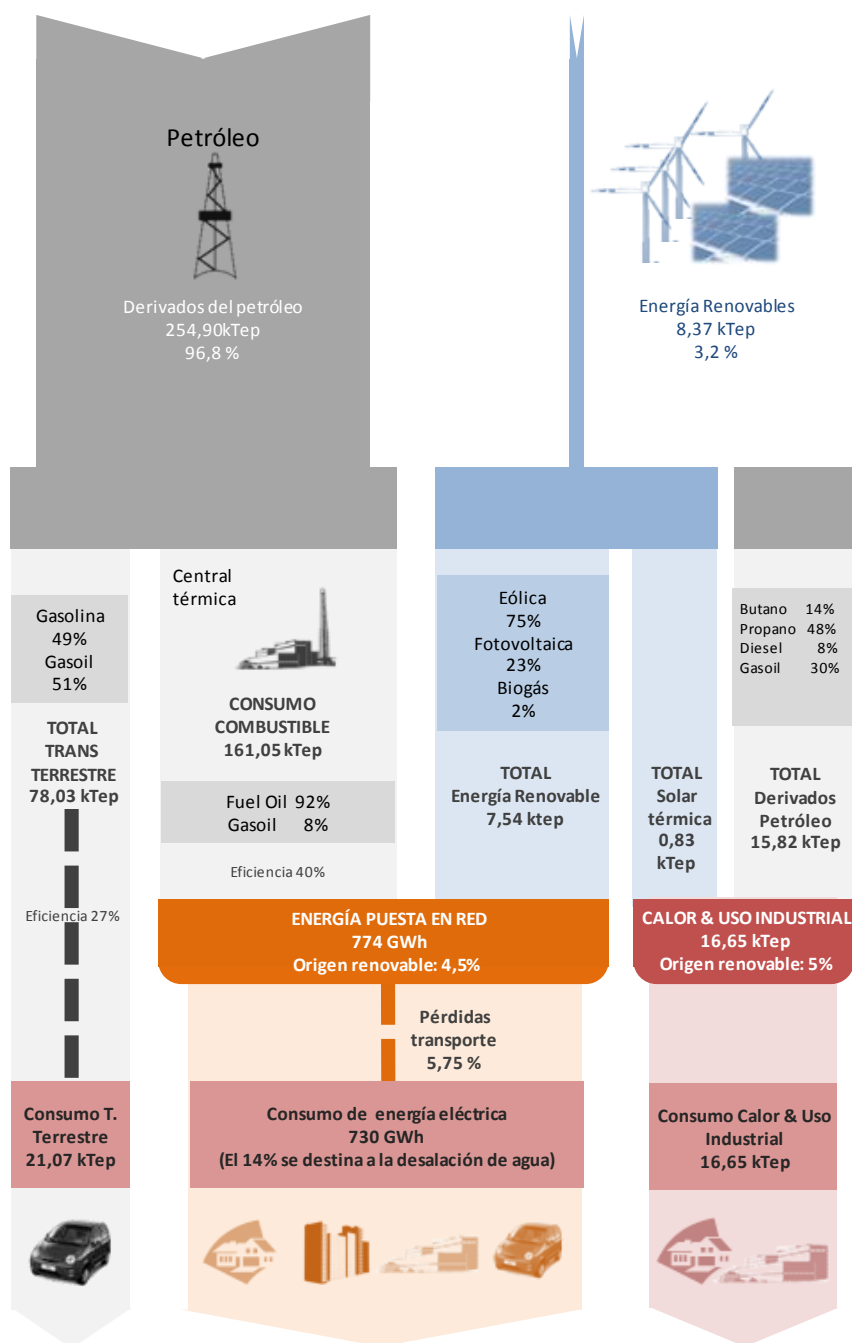


Figura 5.1. Balance Energético de uso interno de Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias. GOBCAN

Para salvar esta situación, la isla de Lanzarote aspira a un nuevo modelo energético (al que este trabajo ayuda a definir) que básicamente debe incorporar:

- 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.

5.1 LOS RECURSOS ENERGÉTICOS PROPIOS DE LA ISLA DE LANZAROTE

Aun no siendo Lanzarote una de las Islas Canarias con mayor potencial eólico y solar, puede presumir de ser una de las regiones con mayor potencial a nivel nacional.

5.1.1 ENERGÍA EÓLICA

Las zonas de mayor potencial eólico se encuentran en el sureste y zona centro de la isla. En estas zonas se pueden alcanzar velocidades medias de viento anuales superiores a los 7.5 m/s a 60 m. de altura. Actualmente hay instalados 8,7 MW eólicos en la isla con una media anual de 3.000 horas equivalentes de funcionamiento.

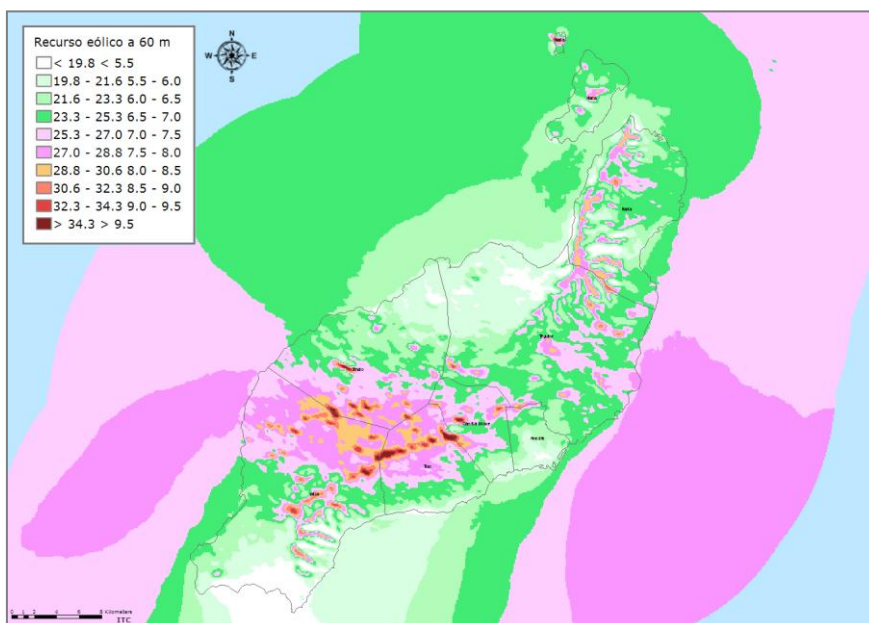


Figura 5.2. Mapa eólico de Lanzarote
Fuente: Instituto Tecnológico de Canarias

Para poder determinar la producción horaria de los nuevos parques eólicos que se pretenden instalar se dispone de datos de viento diezminutales de varios años de diferentes torres anemométricas ubicadas en la isla, cedidos por el ITC y por el Consorcio de Aguas de Lanzarote. A su vez se dispone de estimaciones

de datos de viento a nivel horario de otros emplazamientos. A continuación se representa un resumen de estos datos de viento.

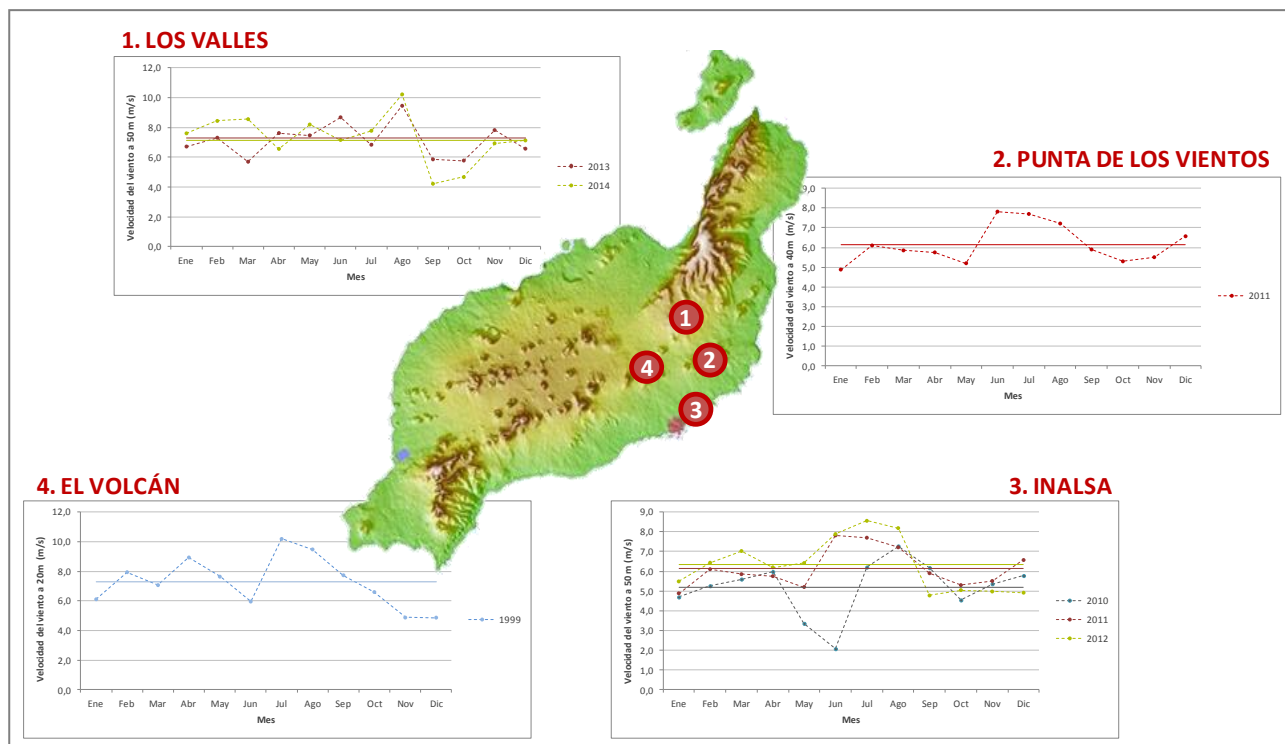


Figura 5.3. Curvas anuales de velocidad media de viento en distintas zonas de Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: ITC. Consorcio de Lanzarote

En la siguiente tabla se representan las velocidades medias de viento a nivel mensual y anual de los diferentes emplazamientos indicados en la anterior figura:

VELOCIDAD MEDIA DE VIENTO MENSUAL Y ANUAL EN LOS VALLES A 50 m (m/s)													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
2013	6,7	7,3	5,7	7,6	7,5	8,7	6,8	9,5	5,9	5,8	7,8	6,6	7,1
2014	7,6	8,4	8,6	6,6	8,2	7,2	7,8	10,2	4,2	4,7	6,9	7,1	7,3
VELOCIDAD MEDIA DE VIENTO MENSUAL Y ANUAL EN PUNTA DE LOS VIENTOS 40 m (m/s)													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
2011	4,9	6,1	5,9	5,8	5,2	7,8	7,7	7,2	5,9	5,3	5,5	6,6	6,2
VELOCIDAD MEDIA DE VIENTO MENSUAL Y ANUAL EN INALSA A 40 m (m/s)													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
2010	4,7	5,3	5,6	6,0	3,4	2,1	6,2	7,3	6,2	4,5	5,4	5,8	5,2
2011	4,9	6,1	5,9	5,8	5,2	7,8	7,7	7,2	5,9	5,3	5,5	6,6	6,2
2012	5,5	6,4	7,0	6,2	6,4	7,9	8,6	8,2	4,8	5,0	5,0	4,9	6,3
VELOCIDAD DE VIENTO ANUAL EN EL VOLCÁN A 20 m (m/s)													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
1999	6,1	7,9	7,1	8,9	7,6	6,0	10,2	9,5	7,7	6,6	4,9	4,9	7,3

Tabla 5.1. Datos de velocidad media de viento mensual y anual en distintas zonas de Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: ITC. Consorcio de Lanzarote

5.1.2 ENERGÍA SOLAR

Respecto al potencial solar, la isla cuenta con una elevada irradiación solar en todo su territorio, siendo algo inferior en la zona noroeste. La irradiación global media diaria en las zonas de mayor potencial es de 5.600 Wh/m^2 .

Actualmente se encuentran instalados $7,88 \text{ MWp}$ fotovoltaicos repartidos por toda la isla, ($7,73$ conectados a red y $0,15$ aislados de la red), con una media anual de 1.100 horas equivalentes de funcionamiento y $8,24 \text{ MWh}$ térmicos repartidos en una superficie de 11.779 m^2 .

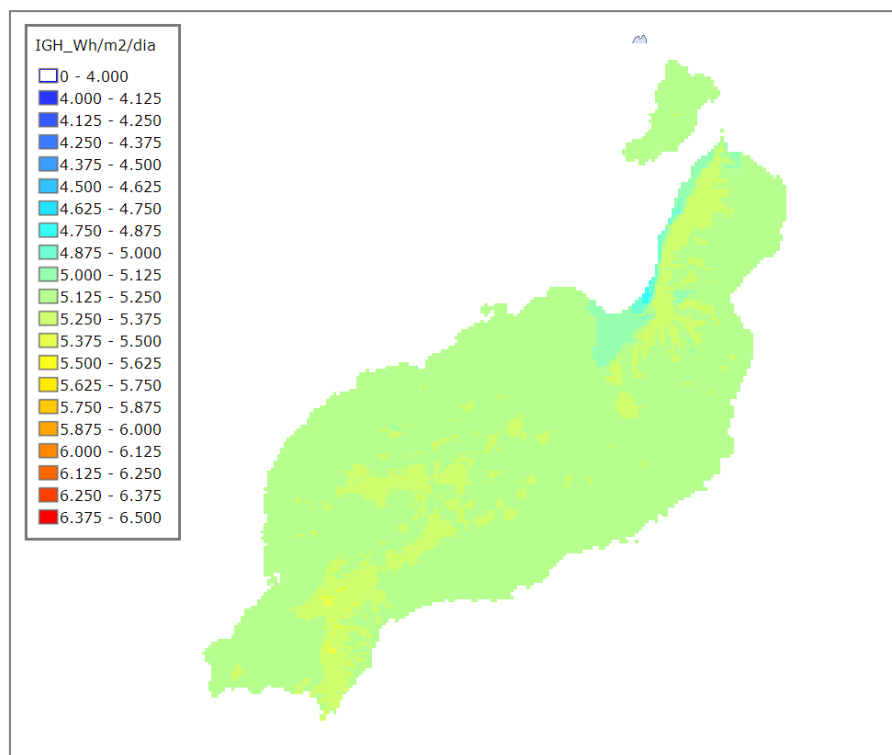


Figura 5.4. Mapa Solar de Lanzarote
Fuente: Instituto Tecnológico de Canarias

Para poder determinar la producción horaria de las nuevas instalaciones solares fotovoltaicas que se pretenden instalar en la isla, se han recopilado datos horarios de radiación solar de varios años de 5 estaciones agroclimáticas en la isla de Lanzarote, que publica el Gobierno de Canarias en su página web. A su vez se dispone de datos de irradiación media diaria mes a mes en el aeropuerto de Arrecife, proporcionados por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) y datos de irradiación media diaria ponderada a 75 años que publica el Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) de diferentes zonas de la isla (representados por una línea roja en las gráficas que se muestran en la siguiente figura), que nos permite evaluar la desviaciones que ha existido en un año respecto al valor medio ponderado.

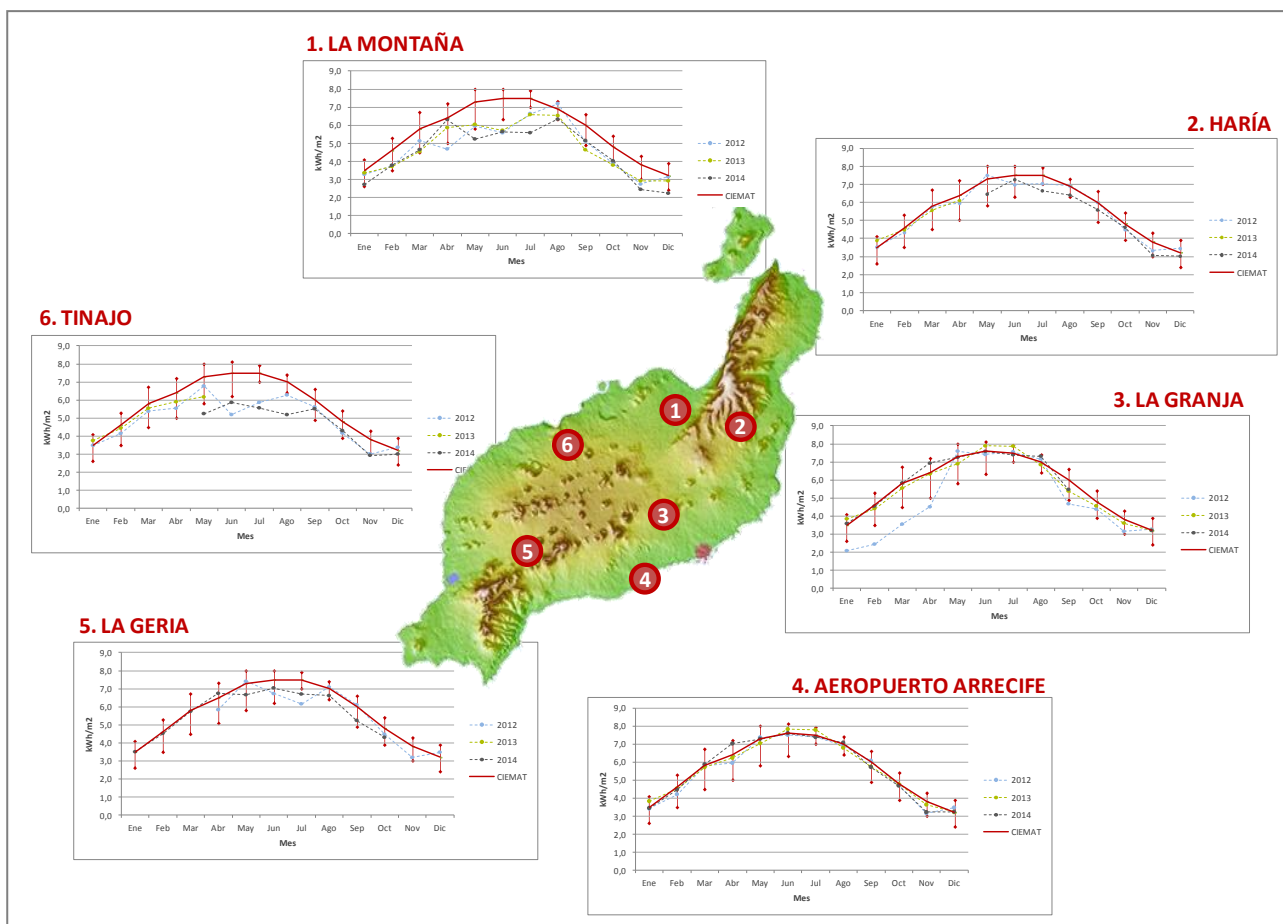


Figura 5.5. Datos de irradiación global media diaria en distintas zonas de Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: CIEMAT. AEMET. Datos Agroclimáticos del GobCan

En la siguiente tabla se representan la irradiación global media diaria a nivel mensual y a nivel anual de los diferentes emplazamientos indicados en la anterior figura:

IRRADIACIÓN GLOBAL MEDIA DIARIA EN LA MONTAÑA (kWh/m ² .dia)													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
CIEMAT													
Percentil 25	4,1	5,3	6,7	7,2	8,0	8,0	7,9	7,3	6,6	5,4	4,3	3,9	6,2
Valor Medio	3,5	4,6	5,8	6,4	7,3	7,5	7,5	6,9	6,0	4,8	3,8	3,2	5,6
Percentil 75	2,6	3,5	4,5	5,0	5,8	6,3	7,0	6,3	4,9	3,9	3,0	2,4	4,6
ESTACIONES AGROCLIMÁTICAS DEL GOBCAN													
2012	3,3	3,8	5,1	4,7	5,9	5,6	6,6	7,2	5,1	3,9	2,7	3,1	4,7
2013	3,4	3,7	4,5	5,9	6,0	5,7	6,6	6,5	4,6	3,8	2,9	2,9	4,7
2014	2,7	3,8	4,6	6,3	5,2	5,6	5,6	6,3	5,2	4,0	2,4	2,2	4,5
IRRADIACIÓN GLOBAL MEDIA DIARIA EN HARÍA (kWh/m ² .dia)													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
CIEMAT													
Percentil 25	4,1	5,3	6,7	7,2	8,0	8,0	7,9	7,3	6,6	5,4	4,3	3,9	6,2
Valor Medio	3,5	4,6	5,8	6,4	7,3	7,5	7,5	6,9	6,0	4,8	3,8	3,2	5,6
Percentil 75	2,6	3,5	4,5	5,0	5,8	6,3	7,0	6,3	4,9	3,9	3,0	2,4	4,6
ESTACIONES AGROCLIMÁTICAS DEL GOBCAN													
2012	3,5	4,3	5,8	6,0	7,5	7,0	7,1	6,9	6,0	4,5	3,3	3,5	5,4
2013	3,9	4,5	5,6	6,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014	-	-	-	-	6,5	7,3	6,7	6,4	5,6	4,6	3,1	3,0	-
IRRADIACIÓN GLOBAL MEDIA DIARIA EN LA GRANJA (kWh/m ² .dia)													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
CIEMAT													
Percentil 25	4,1	5,3	6,7	7,2	8,0	8,1	7,9	7,4	6,6	5,4	4,3	3,9	6,2
Valor Medio	3,5	4,6	5,8	6,4	7,3	7,6	7,5	7,0	6,0	4,8	3,8	3,2	5,6

Percentil 75	2,6	3,5	4,5	5,0	5,8	6,3	7,0	6,4	4,9	3,9	3,0	2,4	4,6
ESTACIONES AGROCLIMÁTICAS DEL GOBCAN													
2012	2,1	2,4	3,6	4,5	7,6	7,4	7,6	7,2	4,7	4,4	3,2	3,3	4,8
2013	3,8	4,4	5,5	6,3	6,9	7,9	7,9	6,8	5,4	4,6	3,6	3,2	5,5
2014	3,6	4,6	5,8	6,9	7,3	7,6	7,4	7,3	5,5	-	-	3,2	-
IRRADIACIÓN GLOBAL MEDIA DIARIA EN EL AEROPUERTO DE LANZAROTE (kWh/m2.día)													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
CIEMAT													
Percentil 25	4,1	5,3	6,7	7,2	8,0	8,1	7,9	7,4	6,6	5,4	4,3	3,9	6,2
Valor Medio	3,5	4,6	5,8	6,4	7,3	7,6	7,5	7,0	6,0	4,8	3,8	3,2	5,6
Percentil 75	2,6	3,5	4,5	5,0	5,8	6,3	7,0	6,4	4,9	3,9	3,0	2,4	4,6
AEMET													
2012	3,4	4,2	5,8	6,0	7,4	7,5	7,4	6,9	6,1	4,7	3,2	3,5	
2013	3,8	4,5	5,7	6,2	7,0	7,8	7,8	6,8	5,7	4,8	3,6	3,2	
2014	3,5	4,5	5,9	7,0	7,3	7,6	7,4	7,1	5,7	4,7	3,2	3,2	
IRRADIACIÓN GLOBAL MEDIA DIARIA EN LA GERIA (kWh/m2.día)													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
CIEMAT													
Percentil 25	4,1	5,3	6,7	7,3	8,0	8,0	7,9	7,4	6,6	5,4	4,3	3,9	6,2
Valor Medio	3,5	4,6	5,8	6,5	7,3	7,5	7,5	7,0	6,0	4,8	3,8	3,2	5,6
Percentil 75	2,6	3,5	4,5	5,1	5,8	6,2	7,0	6,4	4,9	3,9	3,0	2,4	4,6
ESTACIONES AGROCLIMÁTICAS DEL GOBCAN													
2012	-	-	-	5,8	7,4	6,7	6,2	7,1	6,1	4,5	3,2	3,5	-
2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014	3,5	4,5	5,7	6,7	6,7	7,0	6,7	6,6	5,2	4,3	-	-	-
IRRADIACIÓN GLOBAL MEDIA DIARIA EN TINAJO (kWh/m2.día)													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
CIEMAT													
Percentil 25	4,1	5,3	6,7	7,2	8,0	8,1	7,9	7,4	6,6	5,4	4,3	3,9	6,2
Valor Medio	3,5	4,6	5,8	6,4	7,3	7,5	7,5	7,0	6,0	4,8	3,8	3,2	5,6
Percentil 75	2,6	3,5	4,5	5,0	5,8	6,2	7,0	6,4	4,9	3,9	3,0	2,4	4,6
ESTACIONES AGROCLIMÁTICAS DEL GOBCAN													
2012	3,5	4,1	5,4	5,5	6,8	5,2	5,9	6,3	5,6	4,2	3,0	3,4	4,9
2013	3,8	4,4	5,5	5,9	6,2	-	-	-	-	-	-	-	5,2
2014	-	-	-	-	5,2	5,9	5,6	5,2	5,5	4,3	2,9	3,0	-

Tabla 5.2. Datos de irradiación global media diaria en distintas zonas de Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: CIEMAT. AEMET. Datos Agroclimáticos del GobCan

5.1.3 ENERGÍA HIDRÁULICA, GEOTÉRMICA, DE LAS OLAS, MAREAS Y CORRIENTES MARINAS

Actualmente no se están aprovechando los recursos **energéticos marinos**, ya que se encuentran en fase de experimentación y sus costes de implantación son superiores actualmente a los de las instalaciones eólicas y solares. Los proyectos experimentales de energías del mar que existen actualmente en Canarias, se están llevando a cabo en un banco de ensayos marino de la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) con sede en Taliarte, en el este de la isla de Gran Canaria.

En relación a la **energía hidráulica**, en la isla no existen grandes saltos de agua ni embalses o presas de gran capacidad considerándola de bajo potencial. En el “*Plan Territorial Especial de Ordenación de las Infraestructuras Energéticas de Lanzarote*”, elaborado por el Cabildo de Lanzarote en el año 2008, se propone la instalación de una central minihidráulica de 3 MW ubicada en el risco de Famara, con una inversión total de 6.300.000 de euros, la cual aún no se ha llevado a cabo.

En relación a la **energía geotérmica**, según el “*Estudio de la Energía Geotérmica en Canarias y de la Viabilidad de la Geotermia de Baja Entalpía y Somera*” elaborado por el Clúster RICAM, dentro de las diferentes formas de aprovechamiento, la de baja entalpía se presenta como un complemento ideal para establecimientos turísticos y el sector residencial. Tal es el caso, que en la isla de Lanzarote se ha llevado a cabo varios proyectos en establecimientos hoteleros y comerciales en los que se emplea la energía

geotérmica de baja entalpía para atender a sus instalaciones de aire acondicionado, climatización de piscinas y preparación del agua caliente sanitaria (ACS).

A continuación se muestra la relación de dichos establecimientos, así como la potencia instalada en cada uno de ellos y los ahorros conseguidos:

ESTABLECIMIENTO	POTENCIA INSTALADA		AHORROS GENERADOS		EMISIONES EVITADAS (t/año CO ₂)
	Calorífica (kWc)	Frigorífica (kWf)	kWh/año	€/año	
Arrecife Gran Hotel	1.076	876	434.081	65.112	325
Hotel Las Costas	849	691	342.504	51.375	256
Hotel Lanzarote Village	622	506	250.927	37.639	188
Apartamentos Floresta	311	253	125.463	18.819	94
Parque acuático Acualava	450	-	181.539	27.230	136
TOTAL	3.308	2.326	1.334.514	200.175	999

Tabla 5.3. Establecimientos turísticos con implantación de energía geotérmica en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Clúster RICAM

Además, a finales de los años 70, el Instituto Geológico y Minero de España (IGME) junto con otras entidades, comenzó a evaluar el potencial geotérmico del subsuelo en España, elaborando un primer avance que constituye el Inventario General de Manifestaciones Geotérmicas en el Territorio Nacional. En actualizaciones posteriores a dicho estudio, la isla de Lanzarote está clasificada como zona de elevado potencial geotérmico del subsuelo, donde se pueden localizar temperaturas cercanas a los 100°C.

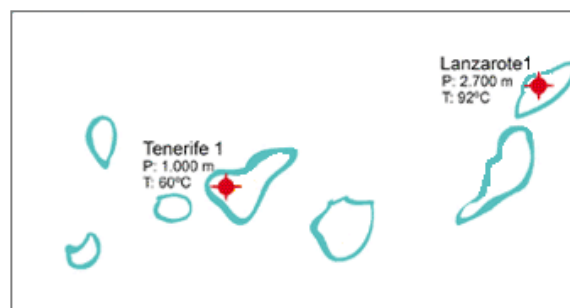


Figura 5.6. Mapa Geotérmico de Canarias
Fuente: Instituto Geológico y Minero de España

5.1.4 BIOMASA Y TRATAMIENTO DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS

En el Anexo 2 del Anuario Energético de Canarias 2013, se indica el potencial energético de la biomasa de origen agrícola, forestal, animal y urbano en Lanzarote, resumido en la siguiente tabla, estimándose en 17 ktep, según el sistema de aprovechamiento empleado, lo que equivale aproximadamente al 6,6% del consumo interno actual de la isla.

ORIGEN	DETALLE	PRODUCCIÓN	POT. ENERGÉTICA
Biomasa de origen agrícola	Residuos procedentes de cultivos de tomate, platanera y tubérculos	17.330 t/año	5.199 Tep/año
Biomasa de origen forestal	-	-	-
Biomasa de origen animal	Principalmente estiércoles y purines	16.267 t/año	3.093 Tep/año
Biomasa de origen urbano	Residuos sólidos urbanos (RSU) 103.477 t/año	Aprovechamiento fracción orgánica 21.730 t/año	8.692 Tep/año

Tabla 5.4. Potencial energético de la biomasa de origen agrícola, forestal, animal y urbano en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias. GOBCAN

5.2 EL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL DE LANZAROTE

5.2.1 AGENTES EXISTENTES

La isla de Lanzarote forma parte de los sistemas eléctricos insulares de Canarias, disponiendo de los mismos agentes en todo el archipiélago.

El sistema eléctrico lo conforman los siguientes agentes:

- El operador del sistema, único para todo el territorio nacional: Red Eléctrica de España, S.A. (REE), es la responsable de la gestión técnica del sistema incluyendo la red de transporte, debiendo garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico de tal forma que la demanda se cubra con los recursos de generación al mínimo coste de producción considerando las limitaciones que impongan las restricciones de red o medioambientales.
- El operador del Mercado, único para todo el territorio nacional: Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S.A., es el responsable de la gestión económica del sistema, realizando la liquidación económica de la energía y publicando el precio horario final de generación en base a la información proporcionada por el operador del sistema (REE).
- El productor de energía eléctrica en régimen ordinario: Endesa Generación, S.A., es el único productor en régimen ordinario conteniendo todos los equipos de generación térmicos de la isla (Grupos diesel y turbinas de gas). Produce el 96% de la energía eléctrica consumida. Sus procedimientos de operación y acceso al despacho de la generación establecido por el operador del sistema (REE) están regulados por normativa.
- Los productores de energía eléctrica en régimen especial, son principalmente pequeños productores de parques eólicos e instalaciones solares fotovoltaicas. Al igual que en el régimen ordinario los procedimientos de operación y acceso al despacho de la generación establecido por el operador del sistema (REE) están regulados por normativa.
- El distribuidor: Es el encargado del suministro de energía desde la red de transporte al punto de consumo dentro de lo que se conoce como red de distribución. Su gestión está totalmente controlada por el Operador de red (REE) y el gobierno regula sus tarifas. Por ley sólo puede existir un único distribuidor por zona y en Canarias el estado se la concedió a Endesa Distribución.
- Comercializadores: Se encargan de la venta de la energía eléctrica al consumidor final, facturándole todos los costes derivados de la generación y suministro de la electricidad. Estos costes son pagados por la comercializadora en nombre del cliente a la empresa de Suministro (Endesa) y al operador de red responsable del transporte (REE). En este caso existe libre mercado y el consumidor puede elegir entre varias compañías, pudiendo mantener la tarifa de último recurso (TUR) fijada por el Gobierno u optando a una tarifa no regulada. (Véase tabla 4.3)
- Consumidores: Actualmente existen entorno a 76.727 abonados en Lanzarote, incrementándose en los últimos seis años en un 8,3%.

A pesar de que el sector está liberalizado, una única entidad, ENDESA, posee más del 96% de la producción, el 100% de la distribución y más del 75% de la comercialización, tanto en Lanzarote como en todo el archipiélago.

COMERCIALIZADORAS	CUOTA COMERCIALIZADORA (%)	CUOTA ACUMULADA (%)
Endesa Energía, S.A.U.	50,3562%	50,36%
Endesa Energía XXI, S.L.U.	27,9563%	78,31%
Iberdrola Generación, S.A.U.	7,0631%	85,38%
Gestiner Ingenieros, S.L.	4,7352%	90,11%
Gas Natural Comercializadora, S.A.	3,9750%	94,09%
Axpo Iberia S.L.U.	1,8282%	95,91%
Hidrocantábrico Energía, S.A.	1,6791%	97,59%
Acciona Green Energy Developments, S.L.	0,7628%	98,36%
Energya Vm Gestión de Energía, S.L.	0,4953%	98,85%
Fenie Energía	0,3072%	99,16%
Nexus Energía, S.A.	0,2940%	99,45%
Audax Energía S.L.	0,1838%	99,64%
Nexus Renovables, S.L.	0,1596%	99,80%
E.On Energía S.L.	0,1071%	99,90%
On Demand Facilities, S.L.	0,0673%	99,97%
Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.	0,0100%	99,98%
Sunair One Energy, S.L.	0,0087%	99,99%
Compañía Escandinava de Electricidad en España, S.L.	0,0065%	100,00%
Gesternova, S. A.	0,0031%	100,00%
Orus Energía, S.L.	0,0007%	100,00%
Gas Natural Servicios SDG,S.A.	0,0006%	100,00%
Aura Energía, S.L.	0,0001%	100,00%
CIDE HC Energía, S.A.	0,0001%	100,00%
Factor Energía, S.A.	0,0001%	100,00%
EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A.	0,0000%	100,00%

Tabla 5.5. Cuotas de mercado por comercializadora de energía eléctrica en Canarias (Año 2013)
Fuente: Anuario Energético de Canarias 2013

5.2.2 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda de energía eléctrica en la isla de Lanzarote fue de 730,33 GWh/año en el año 2013, con un consumo per cápita de 5,14 MWh/hab-año.

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LANZAROTE (GWh)											
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Energía puesta en red	716,98	771,14	807,95	840,86	827,77	866,46	834,60	815,74	805,08	788,24	774,87
Pérdidas transporte	-	-	6,2%	5,9%	6,4%	5,9%	6,1%	8,2%	6,1%	5,6%	5,7%
Consumo	-	-	757,86	791,25	774,79	815,34	783,69	748,85	755,97	744,10	730,70

Tabla 5.6. Evolución anual de la demanda de energía eléctrica en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

El consumo de energía ha ido disminuyendo en los últimos años, reduciéndose un 0,4% de media anual en el periodo 2005-2013.

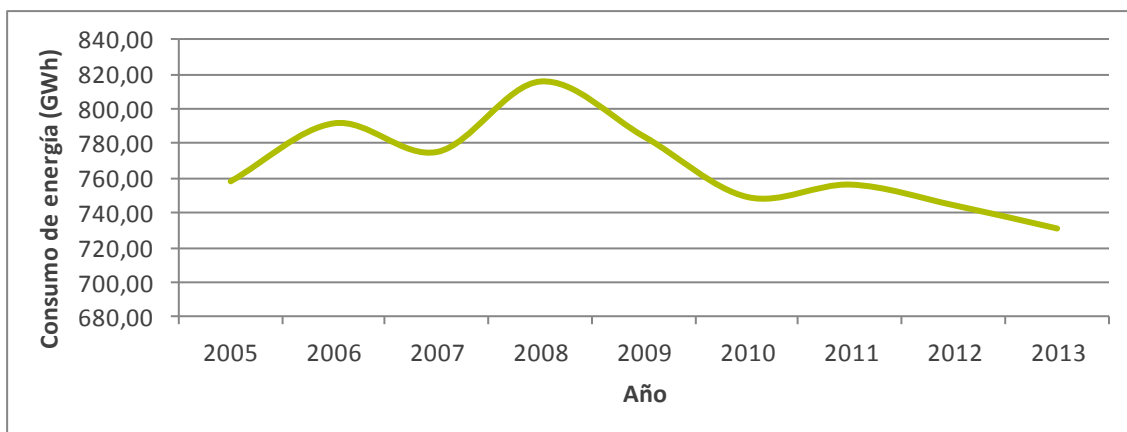


Figura 5.7. Evolución del consumo de energía eléctrica en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

5.2.3 SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El sistema de generación de energía eléctrica en la isla de Lanzarote está compuesto en un 95,8% por grupos de generación de origen térmico (grupos diesel y turbinas de gas) y el resto de origen renovable (eólica, solar fotovoltaica y biogás). Los grupos de generación térmicos se engloban dentro de lo que se denomina régimen ordinario y las renovables en el régimen especial. La actividad de generación en régimen especial recoge la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable.

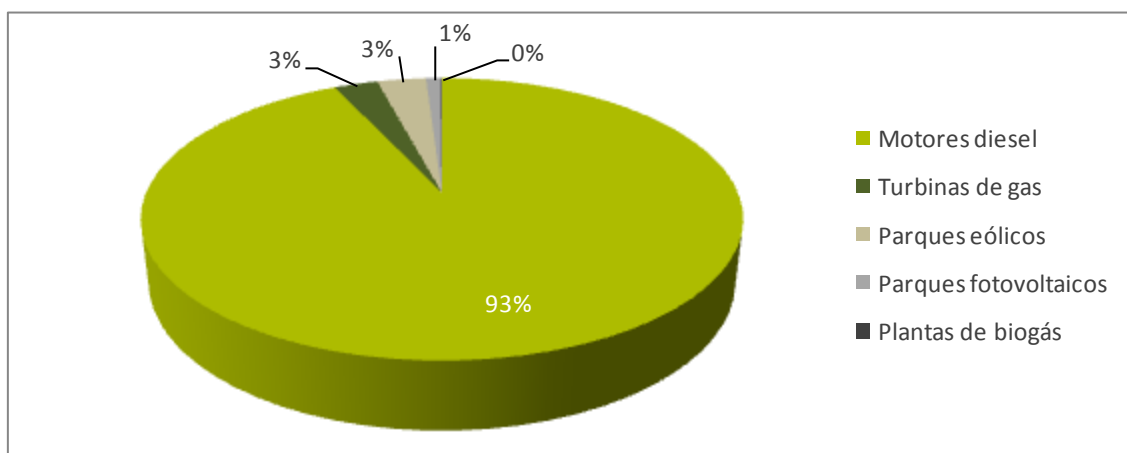


Figura 5.8. Potencia neta de generación de energía eléctrica instalada en Lanzarote en 2013 por tecnología
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

RÉGIMEN ORDINARIO

La isla de Lanzarote cuenta con 13 equipos de generación térmica en régimen ordinario ubicados en una única central térmica, propiedad de Endesa-Unelco en Punta Grande, con una potencia bruta total instalada de 232.360 kW.

En la siguiente figura se representa un plano con la distribución y localización de todos los equipos de generación térmica y de los tanques de almacenamiento de combustible dentro de esta central.

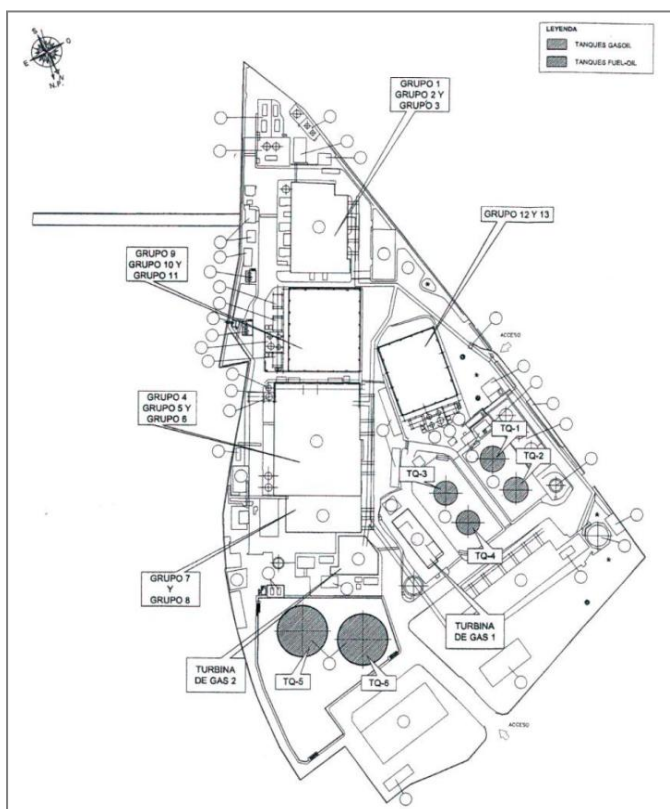


Figura 5.9. Localización de los grupos térmicos y los tanques de almacenamiento de combustible dentro de la CT Punta Grande.
Fuente: Gobierno de Canarias

GRUPOS TÉRMICOS EN LA CENTRAL TÉRMICA DE PUNTA GRANDE							
Denominación	Grupo	Núm	Pot. Neta unitaria (kW)	Pot. Bruta unitaria (kW)	Pot. Neta Total (kW)	Pot. Bruta Total (kW)	Año entrada
P. Grande 2, 3 y 7	Diesel 1, 2 y 3	3	6.490	7.520	19.470	22.560	1986/1987
P. Grande 11 y 12	Diesel 4 y 5	2	12.850	15.500	25.700	31.000	1989
P. Grande 13	Diesel 6	1	20.510	24.000	20.510	24.000	1992
P. Grande 15 y 16	Diesel 7 y 8	2	17.200	18.400	34.400	36.800	2002
P. Grande 17, 18 y 19	Diesel 9, 10 y 11	3	17.600	18.500	52.800	55.500	2006-2015
P. Grande 9	Turbina Gas 1	1	19.600	25.000	19.600	25.000	1988
P. Grande 14	Turbina Gas 2	1	32.340	37.500	32.340	37.500	1998
TOTAL LANZAROTE		13			204.820	232.360	

Tabla 5.7. Grupos de generación de energía eléctrica en Lanzarote en régimen ordinario
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2013

Todos estos grupos disponen de una vida útil estimada de 25 años, por lo que como se puede apreciar (observando el año de entrada) en el año 2015, 5 grupos diesel y 1 turbina de gas habrán finalizado su ciclo de vida, quedando el 34% del parque de generación obsoleto.

Algunos de los equipos disponibles en la central térmica son de baja eficiencia incurriendo en mayores costes de operación y mantenimiento (mayoritariamente en consumo de combustible) debido a su antigüedad o a la tecnología empleada.

Si analizamos el reparto de generación por tecnología en el año 2013, tal como se muestra en la siguiente tabla, se observa que los grupos diesel generaron el 94% de la energía total producida y las turbinas de gas actuaron como térmica de apoyo. Los equipos con mayor rendimiento (y que a su vez generaron menos CO₂ por kWh producido) son los grupos diesel (44%).

Tecnología	Consumo térmico (MWh térmicos)	CEB (th/kWh)	Rendimiento térmico (%)	Consumo combustible fueloil (t)	Consumo combustible gasóleo (t)
Grupos Diesel	1.795.027	1,97	44	154.547	2.067
Turbinas Gas	122.839	4,50	19	-	10.185
TOTAL	1.917.866			154.547	12.252

Tabla 5.8. Sistema de Generación en régimen ordinario en Lanzarote en el año 2013
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

RÉGIMEN ESPECIAL

Los sistemas de generación en régimen especial en Lanzarote lo componen los **parques eólicos**, con una potencia total instalada de 8,775 MW; las **instalaciones solares fotovoltaicas** con una potencia total instalada de 7,729 MW conectada a red y 0,150 MW aislada de red; y la **planta de biometanización** para la producción de biogás, con 2,1 MW de potencia instalada, aportando, entre los tres sistemas de generación, el 4,53% de la energía eléctrica total generada.

Parques Eólicos

Los parques eólicos lo componen un total de 14 aerogeneradores de pequeña y mediana potencia, ninguno de los cuales supera el MW, todos conectados a red, es decir, ninguno se encuentra en régimen de autoconsumo.

En el año 2013, los parques eólicos de Lanzarote produjeron un total de 26.452 MWh. En ese mismo año los parques eólicos instalados eran los siguientes:

NOMBRE DE LA INSTALACIÓN	FABRIC.	NÚM.	POT. AEROG. (kW)	POT P.E. (kW)	POT/ÁREA (kW/m ²)	TIPO	MUNICIPIO	AÑO
P.E. Montaña la Mina	ACSA	5	225	1.125	0,393	VTR	S. Bartolomé	1992
P.E. Los Valles I y II	GAMESA	9	850	7.650	0,400	VTR	Teguise	1993/2006*
TOTAL		14		8.775				

(* Se instaló en 1993 con un total de potencia instalada de 5.280 kW. En 2006 se llevó a cabo una repotenciación, quedando una potencia de 7.650 kW.

Tabla 5.9. Parques eólicos instalados en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

A partir del año 2014 el Parque de Montaña La Mina deja de producir.

La evolución a lo largo de los últimos años, tanto de la potencia instalada como de la energía producida en estos parques, se muestra en las siguientes gráficas:

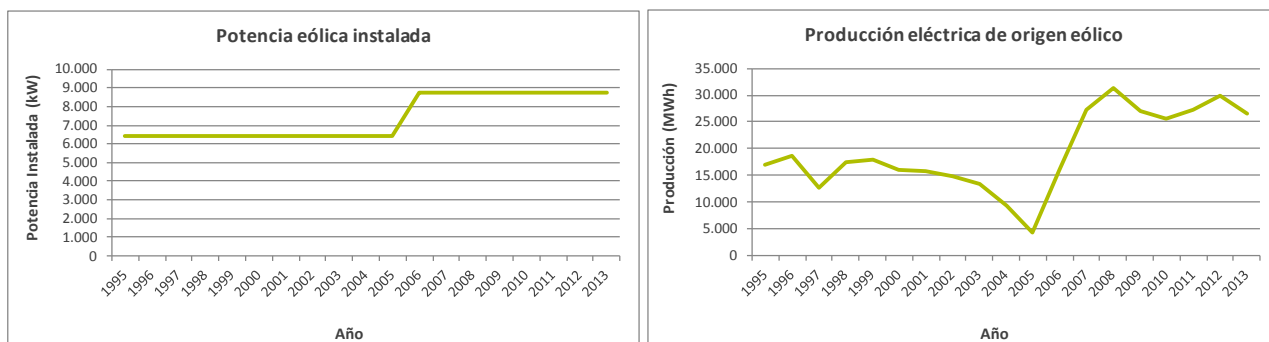


Figura 5.10. Evolución de la potencia instalada y de la energía producida por los parques eólicos de Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

Tal y como se aprecia en las figuras anteriores, desde el año 2007 no se instala ningún aerogenerador en la isla, motivado como ya se comentó en un apartado anterior por la paralización de los expedientes de los parques eólicos concedidos en los concursos eólicos de los años 2007 y 2008 y la problemática surgida tras la eliminación de las primas a nuevas instalaciones de energías renovables en el año 2012.

Instalaciones Solares Fotovoltaicas

Respecto a la solar fotovoltaica, existen cerca de 130 instalaciones repartidas por todos los municipios de la isla, con una potencia media instalada de 60 kWp. Sólo un 3% superan los 100 kWp de potencia instalada.

En el año 2013, las instalaciones solares fotovoltaicas de Lanzarote produjeron un total de 8.002 MWh. A continuación se detallan las instalaciones más relevantes:

NOMBRE DE INSTALACIÓN	MUNICIPIO	REGISTRO AUTONÓMICO DEFINITIVO	POTENCIA INSTALADA (kW)
Perez Moreno, S.A.U.	Tías	RE-06/219	100
CF de 100 kW M ^a Canarimerca, SL 677	S. Bartolomé	RE-07/398	100
C. F. de 100 Kw Distribuciones Viera, SL 664	Arrecife	RE-07/340	100
Central Fotovoltaica de 100 kW Automóviles Lanzarote, SL	Arrecife	RE-08/417	100
I.F. de 100 kW Materiales y Servicios	Yaiza	RE-08/512	100
I.F. de 100 kW Sociedad Inmobiliaria Canaria, SAU (Lanzasur Club)	Yaiza	RE-08/520	100
Instalación Fotovoltaica de conexión a red de 499,75 kW	Arrecife	RE-11/0147	500
Instalación Fotovoltaica de 200 kW sobre cubierta de nave	S. Bartolomé	RE-12/0074	200
Instalación Fotovoltaica de 250 kW sobre cubierta de nave	S. Bartolomé	RE-12/0075	250
Instalación Fotovoltaica de 220 kW sobre cubierta de nave	Arrecife	RE-12/0076	220

Tabla 5.10. Instalaciones solares fotovoltaicas en Lanzarote

Fuente: Registro de los mayores productores de energía fotovoltaica en régimen especial del MITYC

La evolución a lo largo de los últimos años, tanto de la potencia instalada como de la energía producida en estas instalaciones, se muestra en las siguientes gráficas:

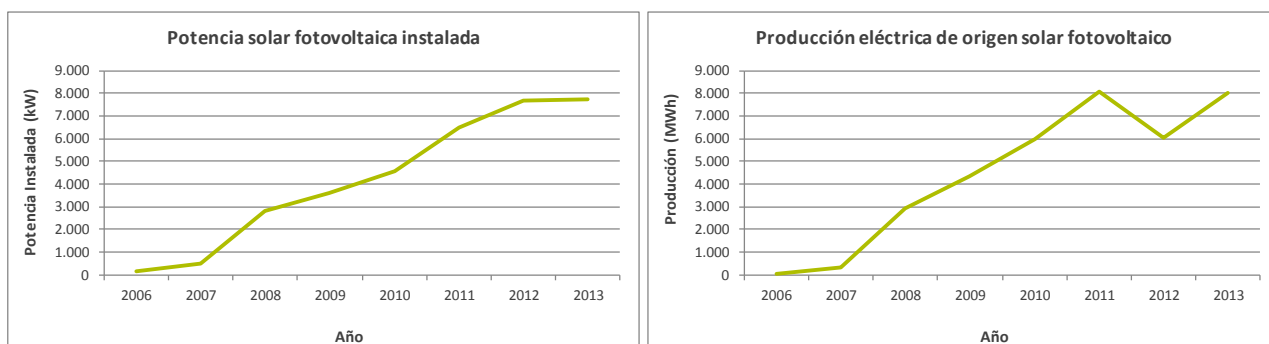


Figura 5.11. Evolución de la pot. instalada y de la energía producida por las instalaciones fotovoltaicas de Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2013

Se aprecia un incremento sustancial de la potencia solar fotovoltaica instalada en el periodo 2008-2012 motivada como ya se comentó en un apartado anterior por una política de incentivos que primaban sustancialmente su instalación y que fue suprimida para nuevas instalaciones tanto eólicas como fotovoltaicas a principios del año 2012.

Planta de biometanización

El Complejo Ambiental de Zonzamas cuenta en sus instalaciones con una planta de biometanización de 2 MW de potencia, que produjo en el año 2013 un total de 623 MWh. En estos momentos, dispone de dos fuentes de biogás: el digestor que se alimenta de RSU y lodos, y el vertedero. La primera, promedia un caudal de unos 60 m³/h a un 75% de riqueza, que depende de la materia orgánica que entra al digestor; y la segunda, promedia un caudal de 60-70 m³/h a una riqueza del 34%.

Según un estudio elaborado por el Cabildo de Lanzarote, atendiendo a los niveles actuales de producción y extracción de biogás en el Complejo Ambiental, los grupos generadores se encuentran configurados a un régimen inferior a su capacidad.

INSTALACIÓN	MOTORES	POT. UNITARIA (MW)	POT. TOTAL (MW)	CAPACIDAD (t/año)	MUNICIPIO
Complejo Ambiental de Zonzamas	2	1,0	2,0	36.000	S. Bartolomé

Tabla 5.11. Datos técnicos de la planta de biometanización del Complejo Ambiental de Zonzamas, en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias. Cabildo de Lanzarote

5.2.4 RED DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

La isla de Lanzarote comparte con Fuerteventura una red en simple circuito que recorre ambas de norte a sur, desde la Central Térmica de Punta Grande en Lanzarote, hasta la Central Matas Blancas en el sur de Fuerteventura. Ambas islas están unidas eléctricamente por un cable submarino de 66 KV (14 MW).

El sistema se ha venido estudiando en el escenario de generación en cada isla para dar cobertura a su propia demanda, disponiendo del cable submarino para situaciones de fallo de uno de los grupos de la otra isla, en cuyo caso se apoyará a través de dicho cable desde la generación de la otra isla. Actualmente, dados los problemas que se están presentando para la autorización de nuevos grupos en ambas islas, se plantea, además, la necesidad de prever la red en escenarios de generación con trasvase de una isla a otra.



Figura 5.12. Red de transporte de energía eléctrica de LZ-FTV
Fuente: Red Eléctrica de España

Los tramos de esta red se muestran en la siguiente tabla:

ISLA	SUBESTACIÓN ORIGEN	SUBESTACIÓN FINAL	IDENTIFICADOR DE CIRCUITO CKT	TENSIÓN DE LA LÍNEA (KV)	INTENSIDAD MÁXIMA DEL CIRCUITO (A)	LONGITUD			
						Aérea	Subt.	Subm.	Total
LZ	Punta Grande	Mácher	1	66	700	-	21,82	-	21,82
LZ	Punta Grande	Mácher	2	66	700	-	21,82	-	21,82
LZ	Punta Grande	S. Bartolomé	1	66	575	8,16	0,85	-	9,01
LZ	Mácher	S. Bartolomé	1	66	575	9,92	0,85	-	10,77
LZ	Playa Blanca	Mácher	1	66	575	17,63	-	-	17,63
LZ-FTV	Playa Blanca	Corralejo	1	66	-	-	5,87	15,00	19,55
FTV	Corralejo	Salinas	1	66	575	24,23	2,85	-	27,08
FTV	Gran tarajal	Salinas	1	66	575	40,72	-	-	40,72
FTV	Gran tarajal	Matas Blancas	1	66	575	32,45	-	-	32,45
TOTAL						133,12	54,05	15,00	202,17

Tabla 5.12. Líneas de transporte eléctrico LZ-FTV
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2013

A continuación se representa la red de distribución de energía eléctrica existente en Lanzarote, con el objetivo de conocer su reparto geográfico, así como los núcleos de concentración de dicha red.

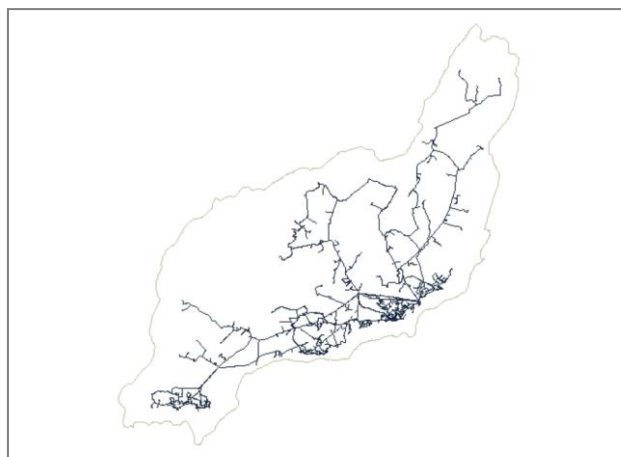


Figura 5.13. Red de distribución de energía eléctrica de Lanzarote
Fuente: Endesa Distribución Eléctrica

5.2.5 BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La producción bruta de energía eléctrica en Lanzarote en el año 2013 fue de 840.939 MWh de la cual un 95,5% fue generada por las centrales térmicas y el resto por energías renovables. La energía puesta en red, descontando unas pérdidas de autoconsumo del 8,2%, asociadas principalmente a servicios auxiliares de las centrales térmicas, fue de 774.870 MWh, y la energía eléctrica consumida finalmente, descontando unas pérdidas de transporte y distribución del 5,7%, fue de 730.329 MWh.

En global el sistema de generación eléctrica posee una eficiencia del 43%, sin considerar las pérdidas de transporte. Este valor se podría mejorar si se incrementara la penetración de renovables.

Distinguiendo por tecnologías de producción, los grupos diesel fueron los que aportaron mayor cantidad de energía eléctrica con un 93%, seguido de los parques eólicos (3,1%), de las turbinas de gas (2,8%), de las instalaciones solares fotovoltaicas (1,0%) y del biogás (0,1%).

	2012	2013
RÉGIMEN ORDINARIO (MWh)		
Motor Diesel	788.568	782.391
Turbina de Gas	36.424	23.471
Total Régimen Ordinario	824.992	805.562
Consumos en generación	-72.712	-66.069
RÉGIMEN ESPECIAL (MWh)		
Eólica	29.922	26.452
Fotovoltaica	6.039	8.002
Biogás (vertedero)	-	623
Total Régimen Especial (MWh)	35.961	35.077
Consumos en bombeo	-	-
Saldo Intercambios (impor+ ; expor-)	-	-
DEMANDA (b.c) (MWh)	788.240	774.870
Pérdidas en transporte	44.109	44.541
CONSUMO FINAL (MWh)	744.131	730.329

Tabla 5.13. Balance anual de energía eléctrica en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

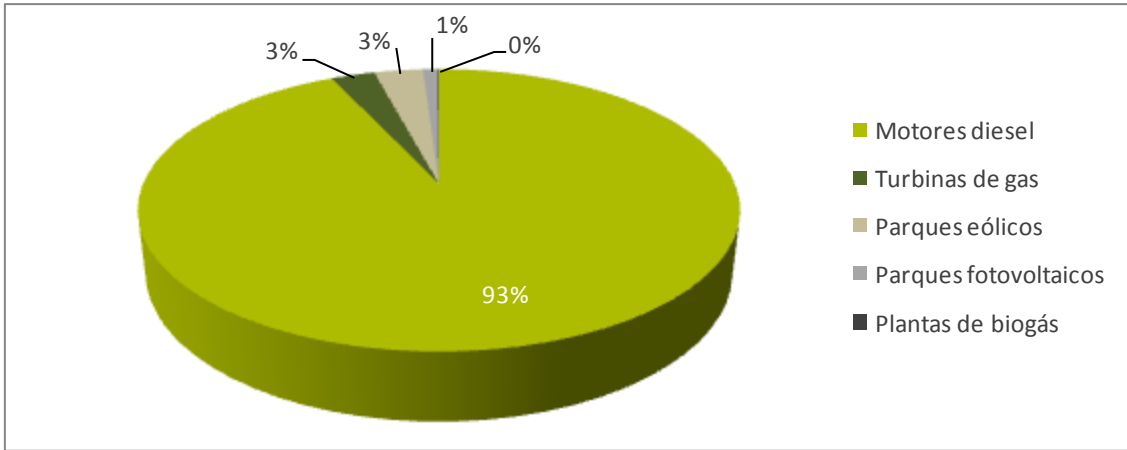


Figura 5.14. Reparto porcentual de energía bruta producida
Elaboración propia. Anuario Energético de Canarias

5.2.6 COSTES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las actividades para el suministro de energía eléctrica en Canarias, al igual que en Baleares, Ceuta y Melilla, se rigen por una reglamentación singular debida fundamentalmente al tamaño reducido de estos territorios y a su aislamiento. Estas particularidades obligan a limitar el tamaño de los grupos de generación así como las tecnologías a emplear y a incrementar la reserva de potencia rodante, superior a la de la península.

El resultado es que los costes de generación en régimen ordinario en Canarias resultan más altos que los del sistema peninsular, por lo que, dado que el sistema de tarifas es único para toda España, se ha establecido un mecanismo de compensación del extracoste que es financiado en parte por los peajes de acceso y el resto a través de los presupuestos generales del Estado.

Como ejemplo, de acuerdo con los datos obtenidos en Red Eléctrica, en Mayo de 2015 el precio de generación del kWh en Canarias era de 19,40 €/kWh y en península de 6,3 €/kWh, apreciándose una clara diferencia entre ambos.

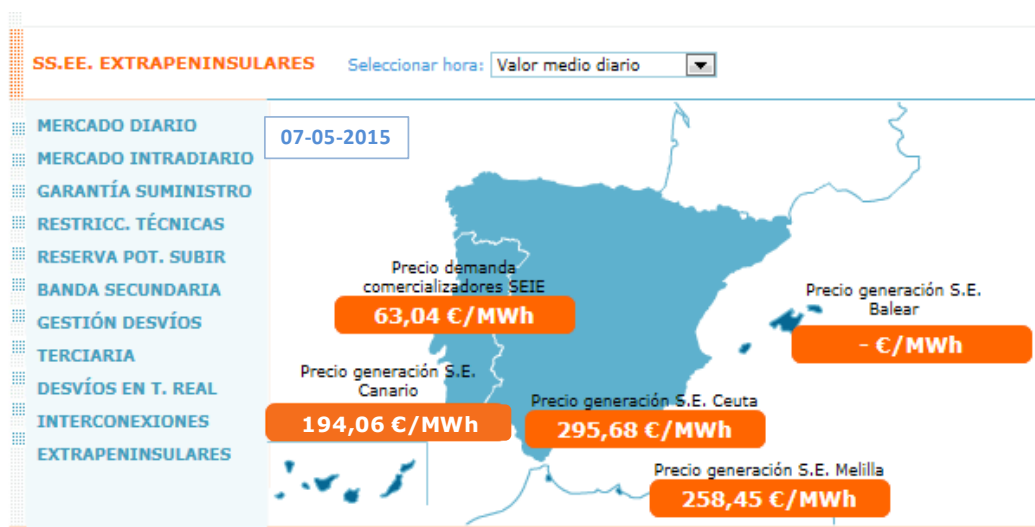


Figura 5.15. Precio de generación del MWh en España
Fuente: SEIE. Red Eléctrica de España

El coste medio de generación unitario en Canarias en régimen ordinario en el año 2014 fue de 22,33 c€/kWh. El coste total fue de aproximadamente de 1.755 millones euros, con un extracoste de 1.442 millones de euros, el 82% del total.

COSTES DE GENERACIÓN UNITARIOS EN RÉGIMEN ORDINARIO EN CANARIAS										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015*
Coste total unitario Canarias (c€/kWh)	15,35	14,93	18,83	14,59	17,07	20,58	22,29	22,38	22,33	22,41
Coste total unitario en península (c€/kWh)	-	-	-	-	4,58	6,02	5,96	5,77	5,20	4,71
Coste total (millones €)	1.273	1.280	1.650	1.236	1.402	1.694	1.843	1.914	1.755	1.819
Compensación extracoste (millones €)	743	874	1.047	823	1.026	1.198	1.350	1.421	1.442	1.568
Prod. en Régimen Ordinario Canarias (GWh/año)	8.297	8.576	8.761	8.475	8.216	8.233	8.269	8.556	7.860	8.117

(*) Previsión para el año 2015

Tabla 5.14. Evolución de los costes de generación unitarios y totales en régimen ordinario en Canarias
Elaboración propia. Fuente: CNE, REE

Si se analiza la evolución de los costes de generación en régimen ordinario en Canarias en el periodo 2006-2014, se observa que ha experimentado un incremento del 5,3% de media anual.

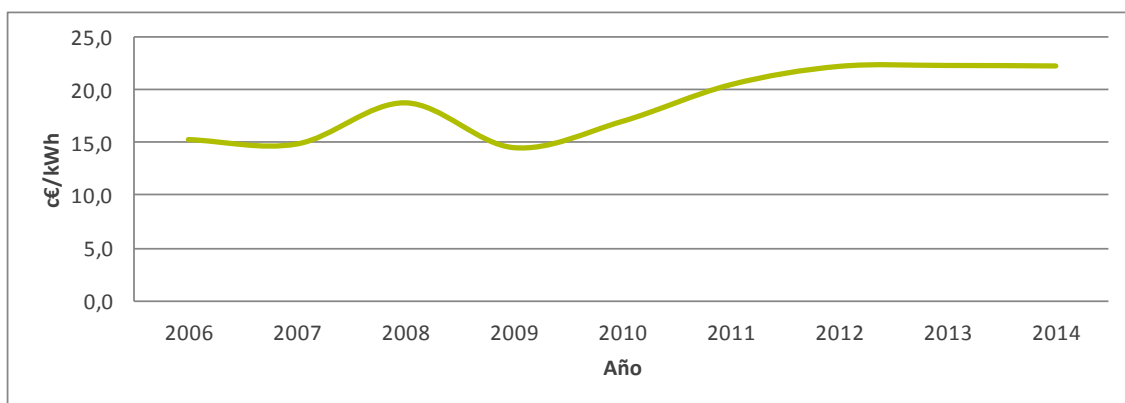


Figura 5.16. Evolución de los costes de generación unitarios en régimen ordinario en Canarias
Elaboración propia. Fuente: CNE, REE

En régimen especial, el precio medio de retribución a nivel nacional de la eólica en 2013 fue de 8,23 c€/kWh (con una prima media de 4,06 c€/kWh), de la solar fotovoltaica de 35,66 c€/kWh (con una prima media de 30,86 c€/kWh) y de la biomasa de 12,50 c€/kWh (con una prima media de 7,64 c€/kWh).

RETRIBUCIÓN ANUAL TOTAL RECIBIDA POR LOS PRODUCTORES DEL RÉGIMEN ESPECIAL EN ESPAÑA									
AÑO	TECNOL.	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)	Núm. Instalac.	Retribución Total (miles €)	P.M. Retribución Total (c€/kWh)	Prima equiv. (miles €)	Prima - Ret. Reg. Unit. (c€/kWh)
2006	SOLAR	147,77	106,65	106,65	9.875,00	45.589,4	42,75	39.891,3	37,41
	EÓLICA	11.896,61	23.167,98	23.167,98	509,00	2.103.682,4	9,08	865.814,5	3,74
	BIOMASA	541,41	2.136,34	2.136,34	87,50	189.276,6	8,86	75.131,7	3,52
2007	SOLAR	704,50	496,79	496,79	20.285,50	215.578,6	43,39	194.819,3	39,22
	EÓLICA	14.536,55	27.603,32	27.603,32	637,50	2.157.034,1	7,81	1.003.574,6	3,64
	BIOMASA	557,15	2.174,06	2.174,06	92,50	192.480,0	8,85	101.632,7	4,67
2008	SOLAR	3.463,16	2.548,63	2.548,63	51.312,50	1.155.067,8	45,32	990.829,6	38,88
	EÓLICA	16.322,84	32.130,80	32.130,80	731,50	3.226.384,2	10,04	1.155.817,5	3,60
	BIOMASA	586,94	2.488,49	2.488,49	101,50	290.031,7	11,65	129.668,9	5,21
2009	SOLAR	3.630,20	6.203,49	6.203,49	52.105,00	2.868.256,2	46,24	2.634.188,1	42,46
	EÓLICA	18.860,91	38.232,35	38.232,35	1.098,00	3.061.773,8	8,01	1.619.203,4	4,24

2010	BIOMASA	670,01	3.023,85	3.023,85	149,00	338.636,8	11,20	224.541,8	7,43
	SOLAR FV	3.841,92	6.404,75	6.404,75	55.024,00	2.899.688,9	45,27	2.653.041,8	41,42
	EÓLICA	19.705,62	43.141,17	43.141,17	1.138,00	3.366.308,4	7,80	1.965.514,5	4,56
2011	BIOMASA	708,05	3.141,20	3.141,20	168,00	362.481,4	11,54	243.461,4	7,75
	SOLAR FV	4.251,93	7.424,67	5.862,75	57.997,00	2.668.094,4	35,94	2.284.090,6	30,76
	EÓLICA	21.069,11	41.861,13	41.861,13	1.216,00	3.657.106,4	8,74	1.710.982,6	4,09
2012	BIOMASA	764,00	3.751,22	3.751,22	190,00	462.624,7	12,33	281.365,6	7,50
	SOLAR FV	4.540,78	8.158,77	6.707,39	60.160,00	3.008.777,8	36,88	2.615.199,0	32,05
	EÓLICA	22.618,06	48.309,82	48.309,82	1.300,00	4.096.179,9	8,48	2.053.157,5	4,25
2013	BIOMASA	837,99	4.195,78	4.195,78	199,00	546.820,6	13,03	351.968,5	8,39
	SOLAR FV	4.622,22	8.262,00	-	60.555,00	2.937.485,0	35,66	2.549.630,0	30,86
	EÓLICA	22.776,20	54.437,00	-	1.324,00	4.477.779,0	8,23	2.208.585,0	4,06
	BIOMASA	821,40	4.615,00	-	191,00	576.773,0	12,50	352.483,0	7,64

Tabla 5.15. Retribución anual total recibida por los productores del régimen especial en España, según tecnología
Elaboración propia. Fuente: CNE

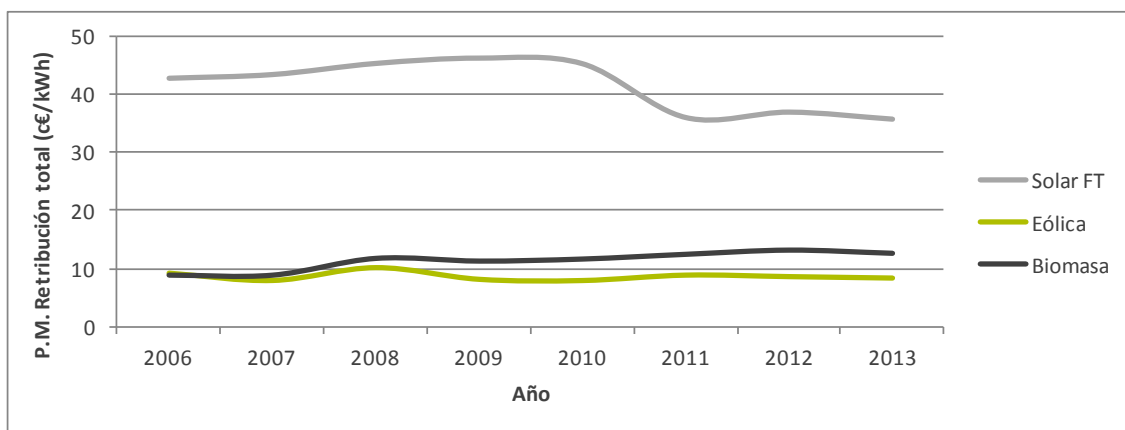


Figura 5.17. Evolución del precio medio de la retribución a nivel nacional
Elaboración propia. Fuente: CNE, REE

Aunque no se disponen de datos oficiales de los costes de generación de la isla de Lanzarote se estima que son similares a los de Canarias.

5.2.7 PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En España existe el principio de tarifa única, que hace que entre todas las regiones exista un sistema intrínseco de compensaciones para unificar costes, los cuales varían en cada región de acuerdo a sus condiciones. Por lo tanto, las variaciones de costes de unas regiones a otras son soportadas por el conjunto de los consumidores de toda España.

Aunque en Canarias por ejemplo, el coste de generación sea de 22,38 c€/kWh (año 2013), las tarifas eléctricas se fijan en base a los costes de generación en península que son de 5,77 c€/kWh (año 2013).

En la tarifa eléctrica se incluyen por tanto los costes de generación a nivel peninsular y los costes de peaje (este último incluye entre otros los costes de transporte y distribución, las primas a las renovables y el extracoste de los sistemas insulares y extrapeninsulares).

Por tanto, un nuevo modelo energético que reduzca los costes de generación en Canarias, no sólo va a beneficiar a los canarios sino que contribuiría a reducir la tarifa eléctrica a nivel nacional.

En el año 2013 el precio medio a nivel nacional de la electricidad para uso doméstico fue de 17,52 c€/kWh y de 11,65 c€/kWh para uso industrial (incluyendo en ambos el término de potencia y de energía). La tarifa eléctrica en el periodo 2006-2013 se ha incrementado en un 9,5% de media anual para uso doméstico y en un 7,3% de media anual para uso industrial, estando en ambos casos por encima de la media europea, cuando hace diez años España era uno de los países con los precios más bajos de Europa.

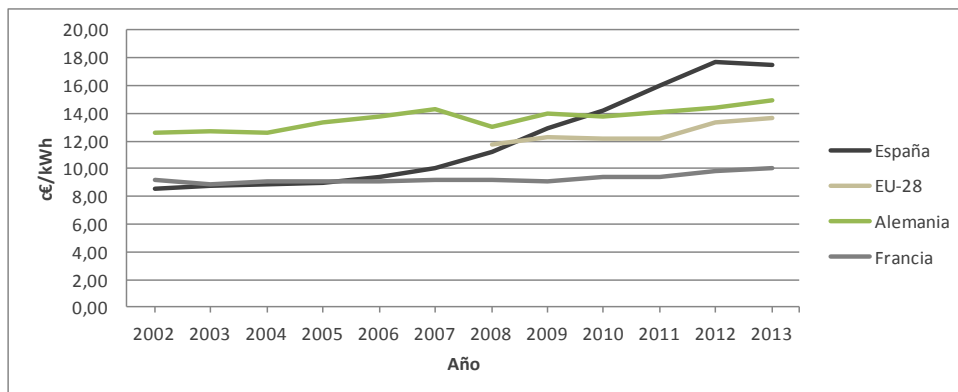


Figura 5.18. Evolución del precio medio de la electricidad a nivel doméstico
Elaboración propia. Fuente: Eurostat

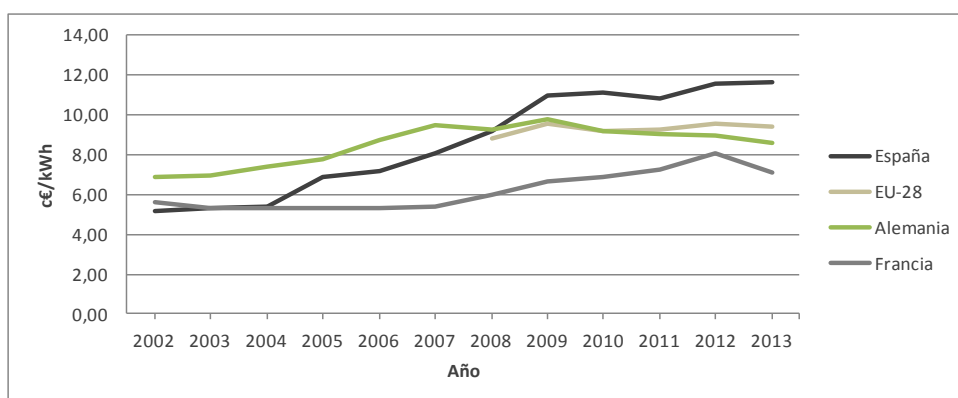


Figura 5.19. Evolución del precio medio de la electricidad a nivel industrial
Elaboración propia. Fuente: Eurostat

5.3 SISTEMA HIDRÁULICO ACTUAL DE LANZAROTE

5.3.1 AGENTES EXISTENTES

Son varios los organismos que intervienen en el ámbito de planificación hidrológica de la isla de Lanzarote, comprendiendo la zona terrestre y marina. Estos organismos, y sus competencias principales, se muestran en la siguiente tabla:

ORGANISMOS	COMPETENCIAS
Administración General del Estado	- Legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando las aguas discurren por más de una Comunidad Autónoma.
Gobierno de Canarias	- Coordinación de las Demarcaciones Hidrográficas. - Realización de proyectos. - Construcción y explotación de los aprovechamientos hidráulicos, canales y regadíos de interés de la Comunidad Autónoma. - Aguas minerales y termales.

Cabildo Insular de Lanzarote	<ul style="list-style-type: none"> - Gestión en materia de protección del medio ambiente, y la pesca en aguas interiores. - Marisqueo y la acuicultura, la caza fluvial. - Conservación y policía de obras hidráulicas. - Administración insular de las aguas terrestres. - Obras hidráulicas, salvo las que se declaren de interés regional o general. - Aprobación provisional del Plan Hidrológico Insular.
Consejo Insular de Aguas de Lanzarote	<ul style="list-style-type: none"> - Elaboración de su presupuesto y la administración de su patrimonio. - Elaboración y aprobación de las Ordenanzas que el desarrollo de su actividad pueda precisar. - Elaboración y aprobación inicial de los Planes y Actuaciones Hidrológicas. - Control de la ejecución del planeamiento hidrológico y, en su caso, la revisión del mismo. - Otorgamiento de las concesiones, autorizaciones, certificaciones y demás actos relativos a las aguas, así como la inspección, realización de aforos y vigilancia en las condiciones en ellas impuestas. - Custodia del Registro y Catálogo de Aguas insulares y la realización de las inscripciones, cancelaciones o rectificaciones oportunas. - Gestión y control del dominio público hidráulico, así como de los servicios públicos regulados en esta Ley. - Policía de aguas y sus cauces. - Instrucción de todos los expedientes sancionadores y la resolución de los sustanciados por faltas leves y menos graves.
Consortio Insular de Aguas (A través de Canal Gestión Lanzarote)	<ul style="list-style-type: none"> - Ejecución de los programas de calidad de las aguas, así como su control. - Realización de las obras hidráulicas de responsabilidad de la Comunidad Autónoma en la isla. - Fijación de los precios del agua y su transporte, en aplicación de lo que reglamentariamente establezca el Gobierno de Canarias. - Participación en la preparación de los planes de ordenación territorial, económicos y demás que puedan estar relacionados con las aguas de la Isla. - Explotación, en su caso, de aprovechamientos de aguas y realización de estudios de hidrología. - Prestación de toda clase de servicios técnicos relacionados con el cumplimiento de sus fines y, cuando proceda, el asesoramiento a las Administraciones Públicas, así como a los particulares. - Las que se deriven de los Convenios con la Comunidad Autónoma de Canarias, Cabildo Insular de Lanzarote, Corporaciones Locales y otras entidades públicas o privadas, o de los suscritos con los particulares. - Todas las labores relativas a la administración de las aguas insulares no reservadas a otros organismos por la presente Ley o por las normas generales atributivas de competencias.
	<ul style="list-style-type: none"> - Producción, distribución y depuración de agua

*Tabla 5.16. Principales entidades referidas a agua que operan en la isla
Elaboración propia. Fuente: Plan Hidrológico de Lanzarote*

5.3.2 BALANCE HÍDRICO EN LANZAROTE

El ciclo del agua en Lanzarote se encuentra absolutamente condicionado por la realidad climática y geológica de la isla, con imposibilidad de captación de recursos superficiales y estado de merma de las reservas subterráneas. En ese sentido, se puede hablar de un balance hídrico absolutamente deficitario y de una total dependencia de la desalación de agua marina para la obtención de agua.

A continuación se muestra un balance hídrico que resume la situación de los recursos y las necesidades en la isla de Lanzarote en el año 2014:

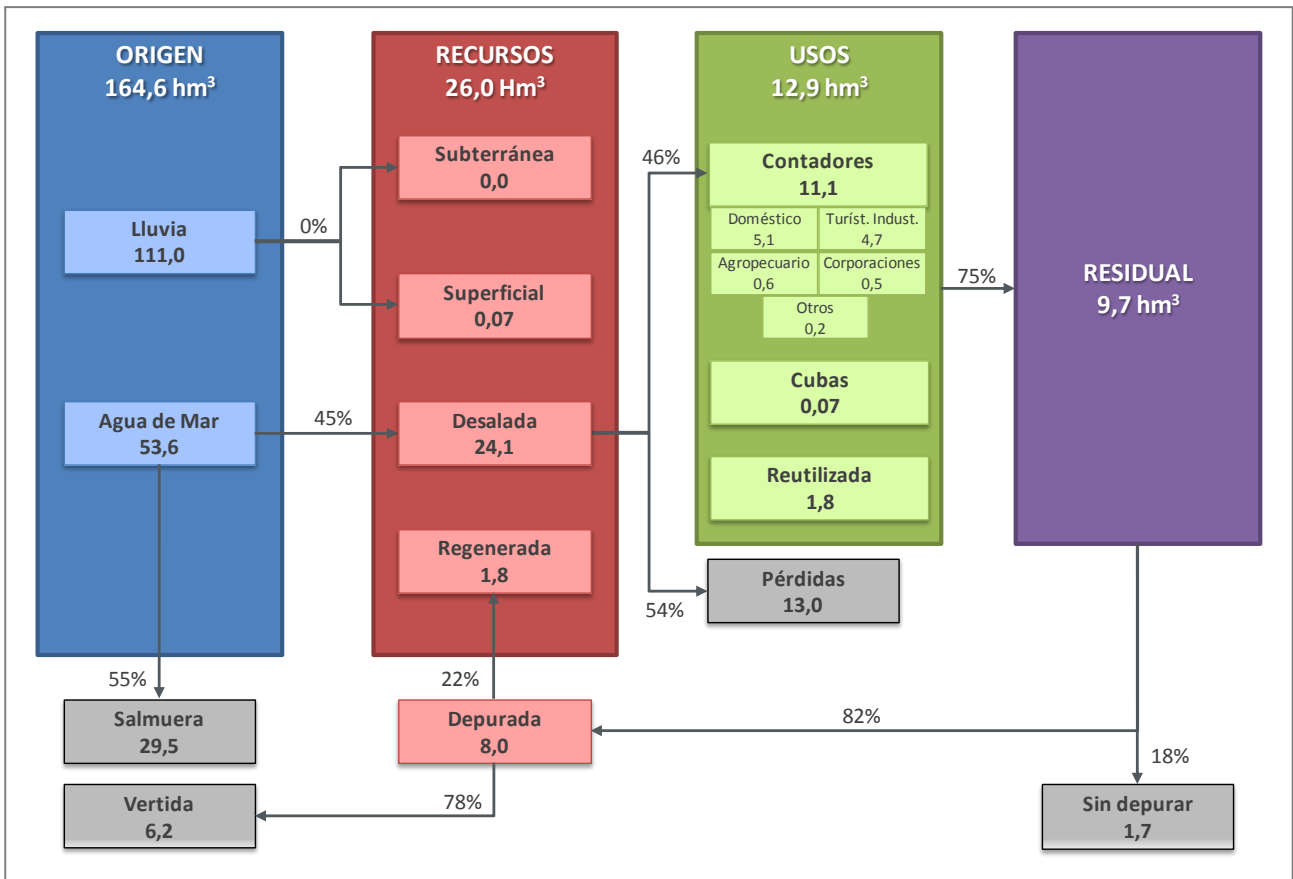


Figura 5.20. Balance hídrico de Lanzarote en el año 2014 (Datos en hm³)
Elaboración propia. Fuente: Varios

5.3.3 DEMANDA DE AGUA DE ABASTO

En el año 2014, el consumo total de agua en la isla osciló en torno a los 13 hm³ anuales, de los cuales 11 hm³ se consumieron a través de la red de abastecimiento (contadores), 0,70 hm³ provinieron de cubas, y 1,7 hm³ procedieron de las depuradoras (agua reutilizada).

En ese mismo año, se depuraron 9,9 hm³ de agua, sin embargo tan sólo los 1,7 hm³ mencionados llegaron a ser reutilizados, vertiéndose el resto al mar.

En la siguiente gráfica se aprecia la distribución del consumo según la fuente:

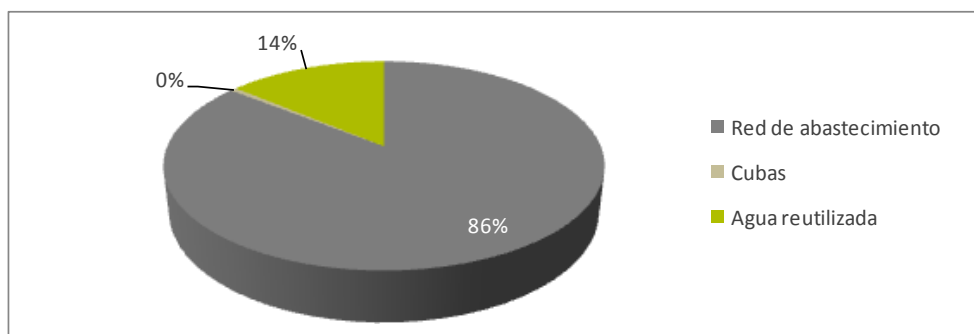


Figura 5.21. Distribución del consumo de agua según fuente (Año 2014)
Elaboración propia. Fuente: Centro de Datos de Lanzarote. Consorcio Insular de Aguas

La evolución de la distribución del consumo ha variado en los últimos años de tal forma que el agua procedente de la red de abastecimiento y de las cubas ha ido disminuyendo mientras que, el procedente de las depuradoras (agua reutilizada), ha ido en aumento, tal y como se muestra en la gráfica siguiente:

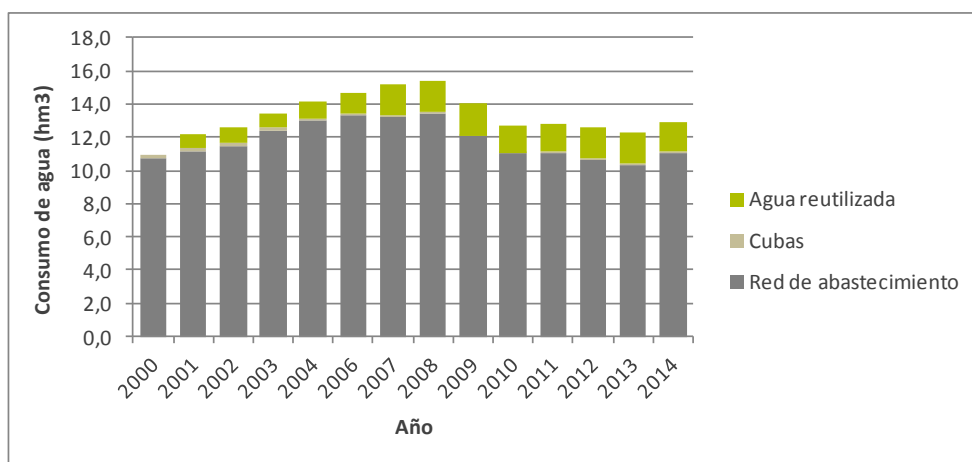


Figura 5.22. Evolución del consumo de agua según fuente
Elaboración propia. Fuente: Centro de Datos de Lanzarote. Consorcio Insular de Aguas

La distribución en el mismo año 2014 según sectores (o tarifa de consumo), viene definida por la siguiente gráfica:

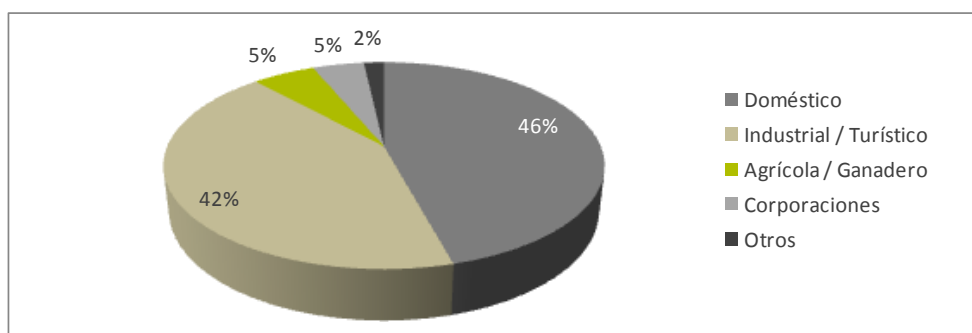


Figura 5.23. Distribución del consumo de agua según sector
Elaboración propia. Fuente: Centro de Datos de Lanzarote. Consorcio Insular de Aguas

Por otro lado, según el consumo de agua de abasto por municipios, se aprecia una clara diferencia entre la capital de la isla, los municipios turísticos, y los rurales, tanto en el número de abonados como en los m³ de consumo, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

MUNICIPIO	CONSUMO RED ABASTECIM. (m ³)		NÚMERO DE ABONADOS		CONSUMO POR ABONADO (m ³)	NÚMERO DE HABITANTES		CONSUMO POR HABIT. (m ³)
Arrecife	2.412.700	21,78 %	25.007	35,01 %	96,48	56.800	40,07 %	42,41
Haría	363.093	3,28 %	3.614	5,06 %	100,46	4.736	3,34 %	76,66
San Bartolomé	1.124.945	10,16 %	8.101	11,34 %	138,86	18.689	13,17 %	60,19
Teguise	2.154.133	19,45 %	11.431	16 %	188,44	21.101	14,87 %	102,08
Tías	2.872.582	25,93 %	12.917	18,08 %	222,38	19.658	13,85 %	146,13
Tinajo	305.700	2,76 %	2.506	3,51 %	121,98	5.808	4,09 %	52,63
Yaiza	1.844.435	16,65 %	7.859	11 %	234,69	15.068	10,62 %	122,40
LANZAROTE	11.077.588	100 %	71.435	100 %	155,07	141.940	100 %	78,04

Tabla 5.17. Abonados y consumos de la red de abastecimiento según municipios de la isla
Elaboración propia. Fuente: Centro de Datos de Lanzarote

A continuación se muestra el reparto en porcentajes de la demanda de agua de abasto anual, tanto total como por sectores:

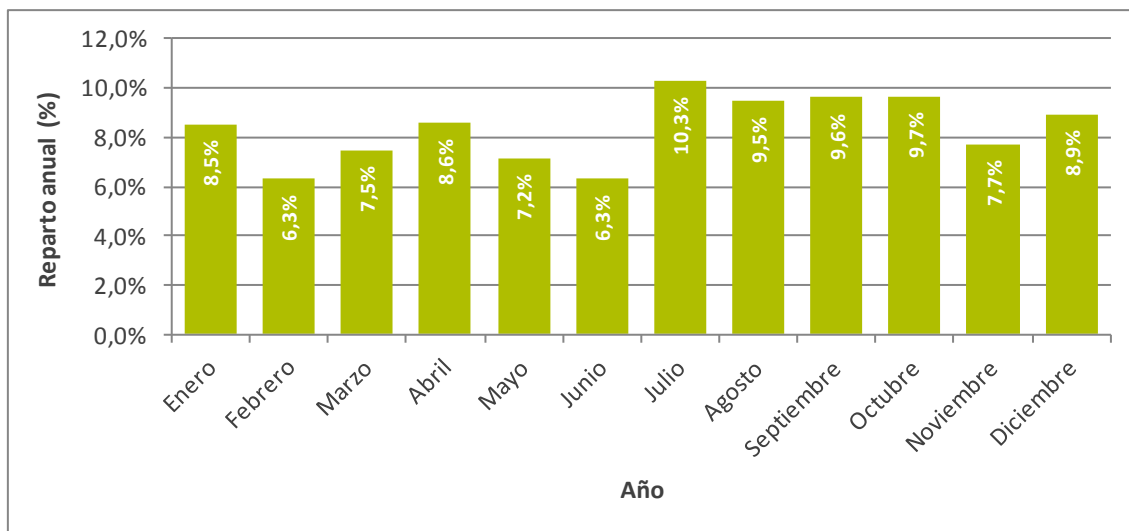


Figura 5.24. Reparto anual en porcentajes de la demanda de agua de abasto
Elaboración propia. Fuente: Consorcio de Agua de Lanzarote

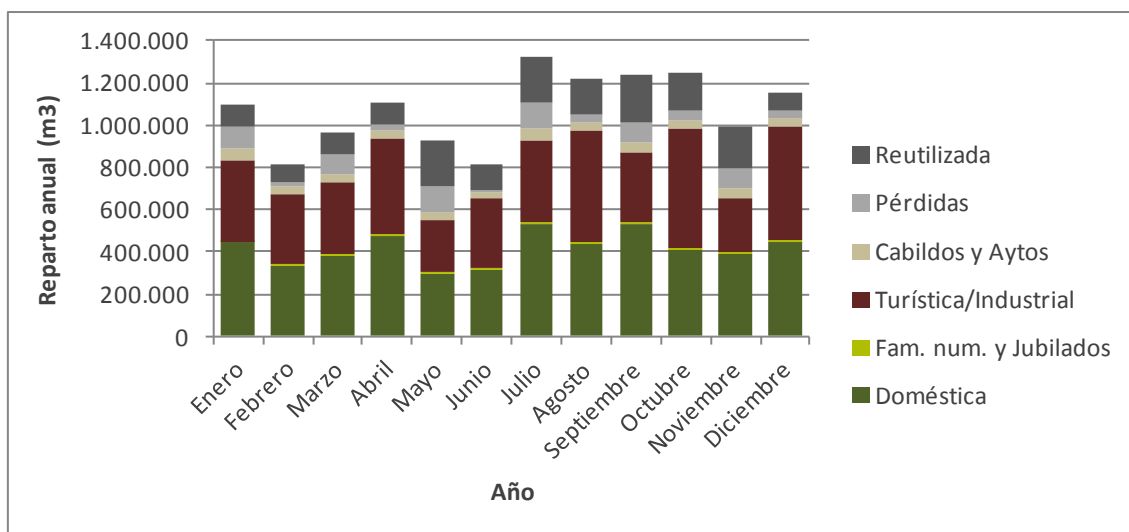


Figura 5.25. Reparto anual de la demanda de agua de abasto según sectores
Elaboración propia. Fuente: Consorcio de Agua de Lanzarote

Como se observó anteriormente, en relación a la evolución del consumo de agua por sectores, el consumo total de agua de abasto a lo largo de los últimos años ha ido variando considerablemente, llegando a decrecer un 7,7% en los últimos 5 años (periodo 2009-2014) y un 8,1% en los últimos 10 años (periodo 2004-2014), tal y como se aprecia en la siguiente gráfica:

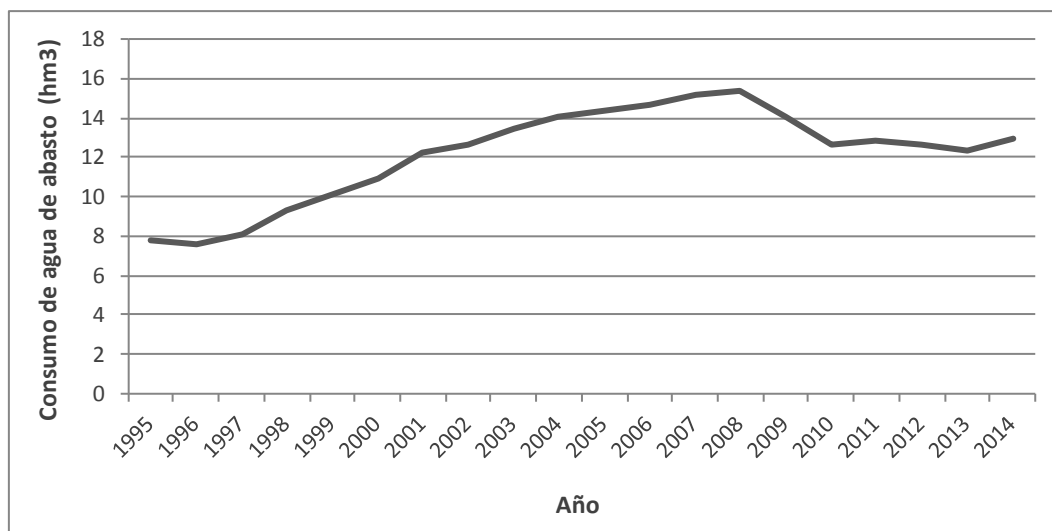


Figura 5.26. Evolución del consumo de agua de abasto en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Centro de Datos de Lanzarote

5.3.4 INSTALACIONES HIDRÁULICAS

■ INSTALACIONES DESALADORAS DE AGUA DE MAR (IDAM)

En la actualidad la gran mayoría de la población de la isla de Lanzarote y de la isla de La Graciosa, es abastecida con agua desalada, de cuya producción y gestión se encarga la empresa Canal gestión Lanzarote, la cual produce el 99% del volumen total. El resto son pequeñas desaladoras.

La capacidad total de desalación de agua de mar de estas plantas públicas es de 93.000 m³/día (equivalente a una producción anual de 33,9 hm³) en plantas de ósmosis inversa. La producción real en el año 2014 se estimó en unos 24,1 hm³/año, lo que supone un coeficiente de utilización del 71%.

El principal centro productor se encuentra en Arrecife, y el municipio de Yaiza cuenta con otros dos centros de producción:

CENTRO DE PRODUCCIÓN	MUNICIPIO	IDAM	Nº BASTIDORES	C. NOMINAL (m ³ /día)	CONSUMO ESPEC. (kWh/m ³) *	SISTEMA
Díaz Rijo	Arrecife	Lanzarote III	5	30.000	4,49	O.I.
		Lanzarote IV	3+1	30.000	3,72	O.I.
		Lanzarote V	2	18.000	3,23	O.I.
Janubio	Yaiza	Janubio	3	11.500	5,22	O.I.
Montaña Roja	Yaiza	Montaña Roja	6	3.500	3,92	O.I.
TOTAL				93.000	20,58	

(*) Los valores de consumo específico, están pendientes de confirmar

Tabla 5.18. Relación de desaladoras de agua de mar en la isla de Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Canal Gestión Lanzarote

Según el Plan Hidrológico de Lanzarote, está prevista, además, la instalación de una planta desaladora de ósmosis inversa en La Graciosa conectada a la micro-red inteligente (suministro eléctrico exclusivamente mediante Energías Renovables). Se desconoce el estado actual del proyecto.

En el caso de la infraestructura aeroportuaria de la isla, AENA cuenta con una planta desaladora de agua de mar en sus instalaciones, con una capacidad de producción de 700 m³/día.

Además, hay indicios de la existencia en la demarcación de numerosas desaladoras de carácter privado en complejos turísticos y cuya situación es ilegal, ya sea porque en su momento, con la entrada en vigor de la Ley 12/1990 de 26 de julio de Aguas de Canarias, no se legalizaron, o porque no cuentan con Autorización del Consejo Insular de Aguas al ser incompatibles con la anterior planificación hidráulica establecida en el anterior Plan Hidrológico Insular.

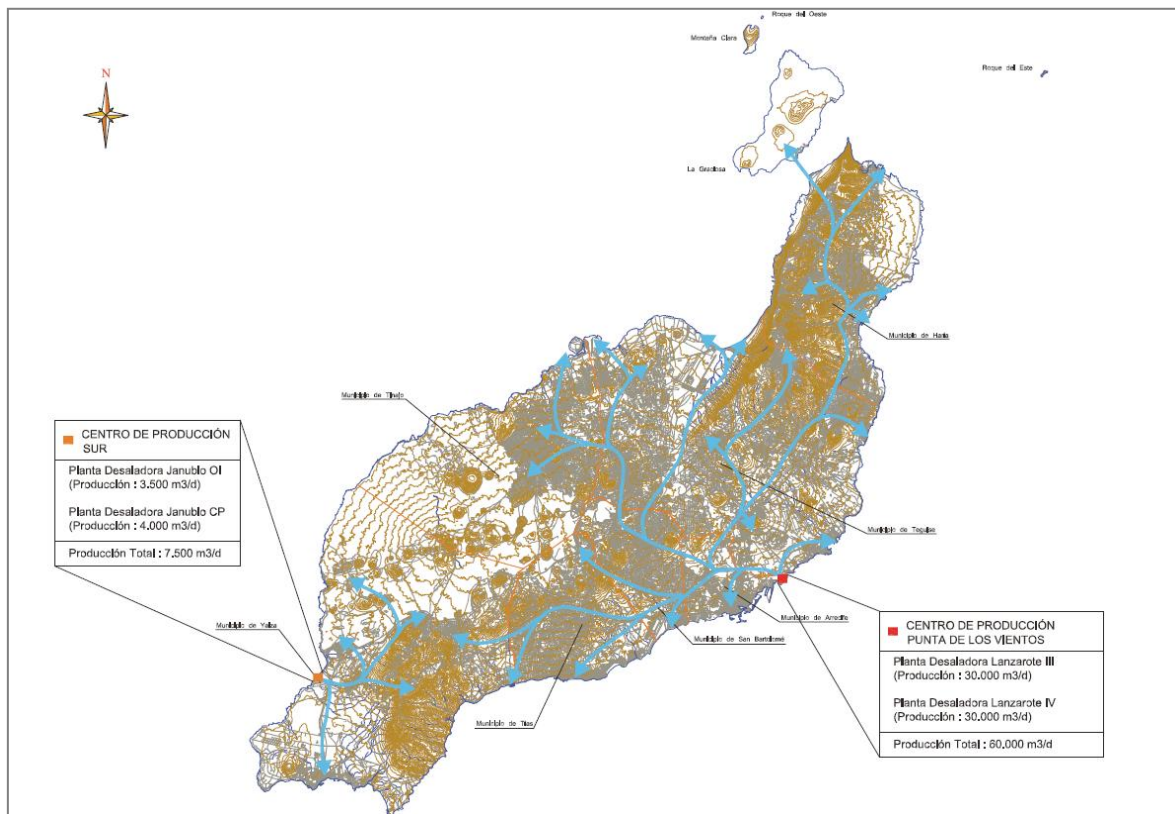


Figura 5.27. Flujo hidráulico de la distribución del agua desalada en la isla de Lanzarote
Fuente: Plan Hidrológico de Lanzarote

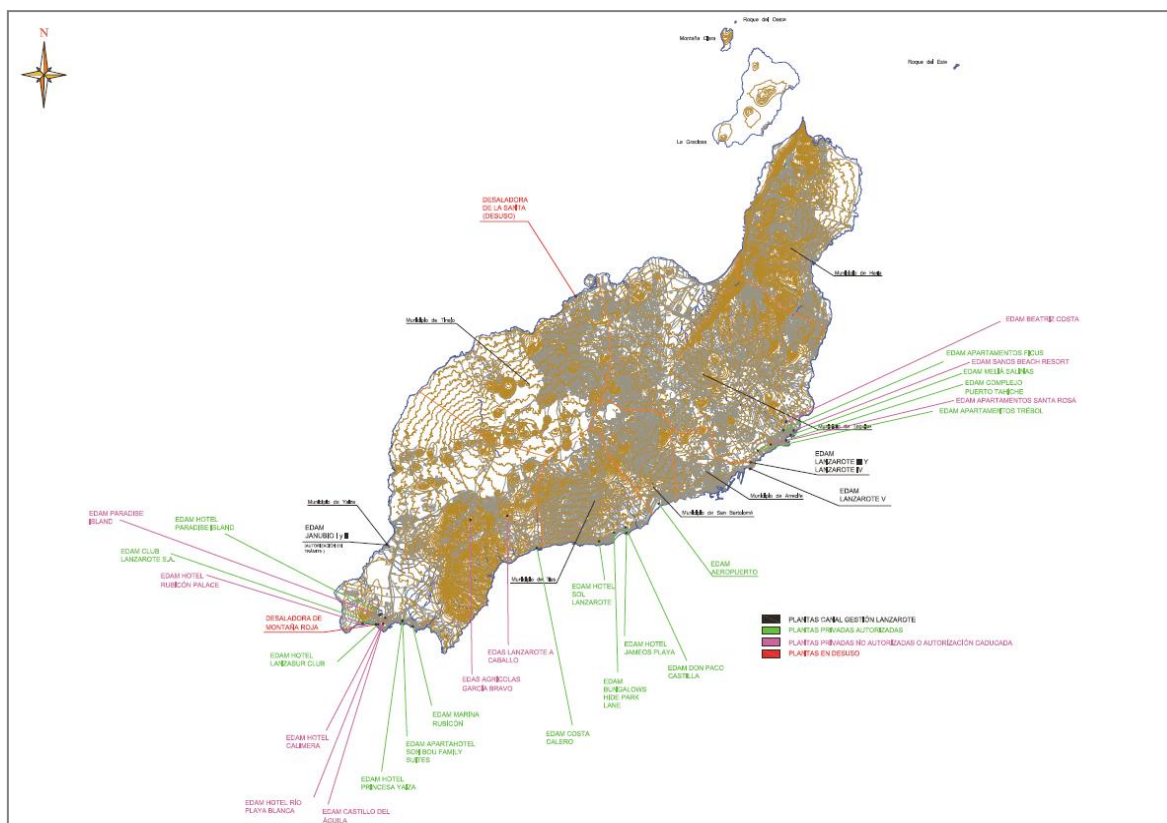


Figura 5.28. Instalaciones de agua desalada en la isla de Lanzarote
Fuente: Plan Hidrológico de Lanzarote

La evolución de la producción de agua a lo largo de los últimos años se muestra en la siguiente gráfica, donde se observa un incremento anual de un 2,4% en los últimos 10 años (periodo 2004-2014):

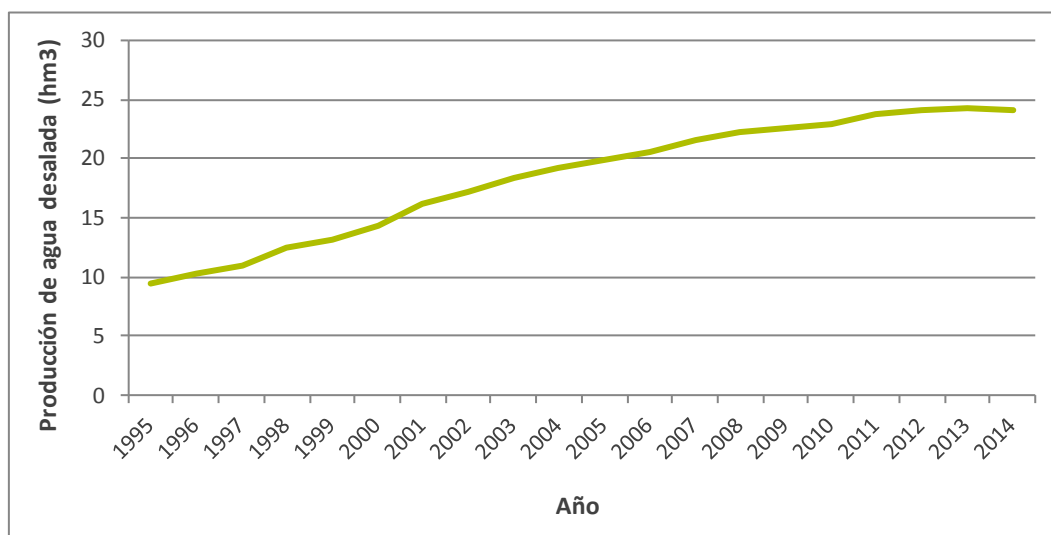


Figura 5.29. Evolución de la producción de agua en las desaladoras públicas de Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Centro de Datos de Lanzarote

ESTACIONES DEPURADORAS DE AGUA RESIDUAL (EDAR)

Tal y como se aprecia en el balance hidráulico del apartado anterior, una parte del agua consumida en la isla procede del tratamiento terciario de las depuradoras. En el año 2014, el agua reutilizada ascendió a un 14% del total de agua consumida.

En la actualidad hay ubicadas estaciones depuradoras en diferentes municipios de la isla. Las más representativas son de titularidad pública, a pesar de haber numerosas depuradoras privadas en complejos turísticos, y se muestran en la tabla siguiente:

ESTACIÓN	CAUDAL (m ³ /día)			ORIGEN AGUAS	TERCIARIO
	NOMINAL	FUNCIONAM.	PUNTA		
Arrecife II	8.000	7.516	9.950	Arrecife y S. Bartolomé	Microfiltración (6.000 m ³ /día) Ósmosis (4.000 m ³ /día)
Tías II	8.000	7.548	11.500	Tías y Puerto del Carmen	Microfiltración (6.000 m ³ /día) Ósmosis (1.500 m ³ /día)
Costa Teguisse	4.500	3.009	4.014	Costa Teguisse	Ultrafiltración (1.250 m ³ /día)
Playa Blanca	2.250	1.245	1.566	Playa Blanca	Ultrafiltración (1.250 m ³ /día)
Haría	400	271	321	Haría, Máguez, Arrieta y Punta Mujeres	Ultrafiltración (400 m ³ /día) Ósmosis (250 m ³ /día)
Caleta de Famara	250	81	182	Caleta de Famara	-
La Santa	500	148	245	La Santa y La Santa Sport	-
Órzola	125	125	188	Órzola	Microfiltración (125 m ³ /día)
TOTAL	24.025				

Tabla 5.19. Relación de las depuradoras de agua residual en la isla de Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Canal Gestión Lanzarote

Según el Plan Hidrológico de Lanzarote, en la mayoría de las depuradoras mencionadas no se está realizando el tratamiento terciario de forma correcta y sólo las estaciones depuradoras de Arrecife y de Tías están produciendo agua regenerada para uso agrícola de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 1620/2007, en las que se aplica el tratamiento terciario a los volúmenes servidos para el regadío.

En el caso de la infraestructura aeroportuaria de la isla, AENA cuenta con una planta depuradora de aguas residuales en sus instalaciones, con una capacidad de depuración de 400 m³/día.

La siguiente figura muestra la ubicación de las estaciones depuradoras en la isla:



Figura 5.31. Red de suministro de Agua de Lanzarote
Fuente: Centro de Datos Lanzarote

Según los datos recabados en el Centro de Datos de Lanzarote, se presume que dicha red de distribución se encuentra obsoleta y antigua, llegando a incurrir en pérdidas de agua de hasta un 55,6% en el año 2014. En la siguiente gráfica se aprecia claramente las pérdidas afrontadas en los últimos años, debido a la diferencia entre el agua producida y el agua consumida en la isla:

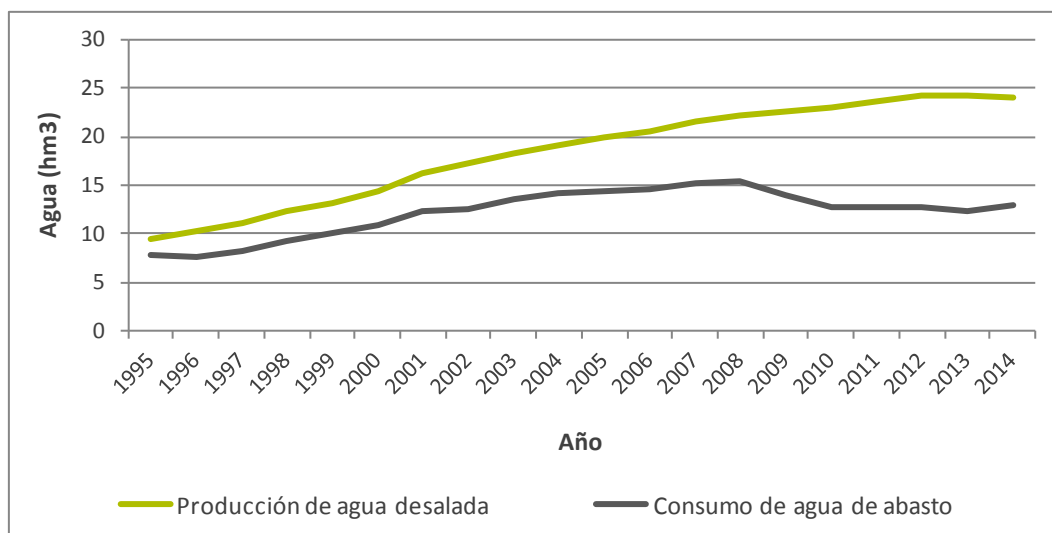


Figura 5.32. Evolución de la producción y el consumo de agua en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Centro de Datos de Lanzarote

El problema es aún más grave cuando se revela que las pérdidas en la red de distribución de agua han ido aumentando a lo largo de los años:

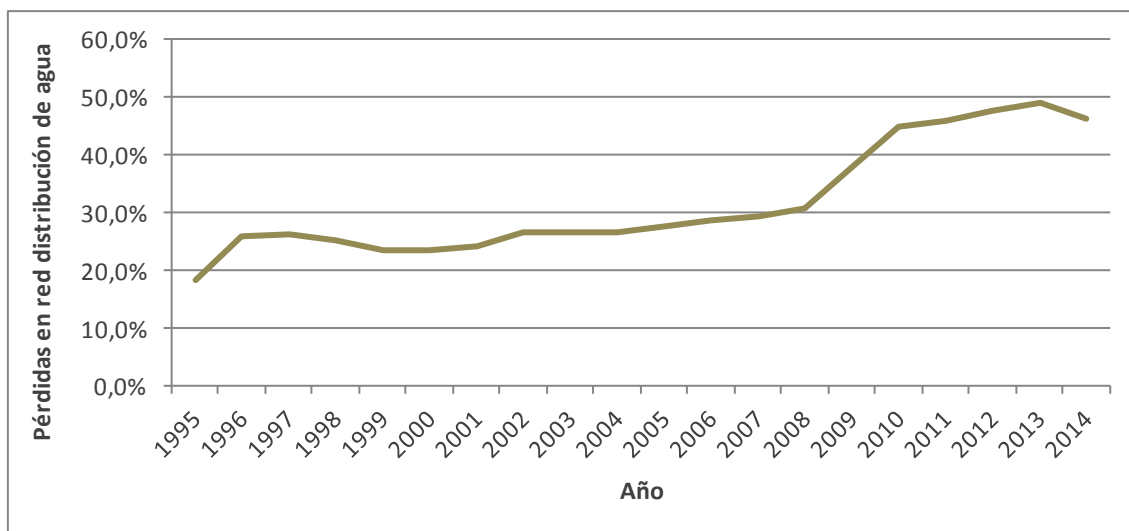


Figura 5.33. Evolución de las pérdidas en la red de distribución de agua en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Centro de Datos de Lanzarote

Con respecto al almacenamiento, el propio Consorcio del Agua de Lanzarote ha cedido un listado de los depósitos que hay en la isla, contando con un total de 62 depósitos que suman una capacidad de 137.681 m³.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los depósitos de almacenamiento, agrupados según municipio:

MUNICIPIO	NÚMERO DE DEPÓSITOS	COTA MEDIA DEPÓSITOS	EN SERVICIO (m3)	FUERA DE SERVICIO (m3)	CAPACIDAD TOTAL (m3)
Arrecife	6	86	77.500	30.000	107.500
Haría	9	168	3.972		3.972
San Bartolomé	5	197	4.400	500	4.900
Teguise	22	220	24.509	2.400	26.909
Tías	10	149	5.450	900	6.350
Tinajo	5	147	600	1.450	2.050
Yaiza	5	210	22.000		22.000
TOTAL	62	-	138.431	35.250	173.681

Tabla 5.20. Depósitos de almacenamiento de agua en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Consorcio del Agua de Lanzarote



Figura 5.34. Red de depósitos de almacenamiento de agua de Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Consorcio del Agua de Lanzarote

5.3.6 COSTES DE GENERACIÓN ACTUALES

Actualmente no se dispone de información para evaluar los costes de generación de agua de abasto.

5.3.7 PRECIO DE VENTA

Las tarifas de agua de abasto en vigor desde el año 2011, en toda la isla de Lanzarote, son las siguientes:

CONSUMO	TARIFA (€/m ³)
DOMÉSTICA	
De 0 a 10 m ³	0,60
De 11 a 30 m ³	1,03
De 31 a 40 m ³	1,75
Más de 40 m ³	3,69
DOMÉSTICA FAMILIAS NUMEROSAS, JUBILADOS Y PENSIONISTAS	
De 0 a 10 m ³	0,51
De 11 a 30 m ³	0,71
De 31 a 40 m ³	1,20
Más de 40 m ³	2,64
INDUSTRIAL/TURÍSTICO	
Todos los m ³	2,91
AGRÍCOLA	
Agricultores adscritos al Régimen agrario	0,98
Agricultores no adscritos al Régimen agrario	1,12
Consumo que sobrepase el volumen asignado	2,69
PÉRDIDAS	

Abonados domésticos	
De 0 a 10 m ³	0,60
De 11 a 30 m ³	1,01
De 31 a 40 m ³	1,75
Más de 40 m ³	2,09
Abonados familias numerosas, jubilados y pensionistas	
De 0 a 10 m ³	0,51
De 11 a 30 m ³	0,71
De 31 a 40 m ³	1,20
Más de 40 m ³	2,09
Abonados turísticos-industriales	
Todos los m ³	1,88
DEPURADA	
Jardines	0,30
Agricultura	0,22

Tabla 5.21. Tarifas de agua de abastecimiento en vigor desde el 07/07/2011
Elaboración propia. Fuente: Canal Gestión Lanzarote

5.4 TRANSPORTE TERRESTRE

5.4.1 AGENTES EXISTENTES EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS

Los agentes existentes en Lanzarote en el sector de los hidrocarburos lo representan los operadores petrolíferos y la red logística de almacenamiento y suministro de combustibles, lideradas por tres compañías DISA (líder con una cuota de mercado del 41%), Repsol y CEPSA.

La libre importación de productos petrolíferos con destino al mercado interno de Canarias, conlleva que parte del combustible que llega a Lanzarote provenga directamente de la refinería de Tenerife propiedad de CEPSA y el resto de diferentes operadores petrolíferos.

El almacenamiento de los combustibles es gestionado por 9 compañías (Aegean Bunkering Combustibles Las Palmas, BP, CMD Aeropuertos Canarias, CEPSA, DISA, PETROCAN, Petrologis Canarias, Terminales Canarias y ENDESA) y el suministro de combustibles, a través de estaciones de servicio, es operado por 10 compañías, cuya relación se muestra a continuación:

COMPAÑÍAS SUMINISTRADORAS DE COMBUSTIBLE EN LANZAROTE EN 2013											
MUNICIPIO	Nº EESS	RÓTULOS									
		Cepsa	Combustibles Canarias	Disa	Marina Puerto Calero	Marina Rubicón	Pcan	Repsol	Shell	Spl	Texaco
Arrecife	17	4	-	5	-	-	1	2	5	-	-
Haría	2	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
San Bartolomé	2	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-
Teguise	6	4	-	2	-	-	-	-	-	-	-
Tías	7	-	-	2	-	-	1	-	-	4	-
Tinajo	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yaiza	6	1	1	1	1	1	-	1	-	-	-
LANZAROTE	41	10	1	11	1	1	3	4	5	4	1

Tabla 5.22. Relación de Estaciones de Servicio en Lanzarote
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

5.4.2 PARQUE MÓVIL ACTUAL

El parque móvil en la isla de Lanzarote en el año 2014 ascendía a 111.216 vehículos. De estos vehículos, el 97,9% eran automóviles (camiones, guaguas, turismos, motocicletas, etc...), el 0,8% eran remolques y semi-remolques y el 1,3% restante eran otro tipo de vehículos. Dentro del grupo de los automóviles, los turismos destacan con un 68,0%, seguido de los camiones, vehículos mixtos y furgonetas con un 24,6%, las motocicletas con un 4,8%, y las guaguas y los tractores industriales con menos de un 1%.

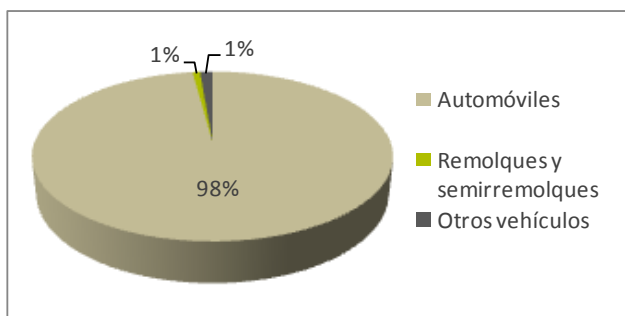


Figura 5.35. Distribución según tipo de vehículos, 2014
Elaboración propia. Fuente: Centro de Datos de Lanzarote

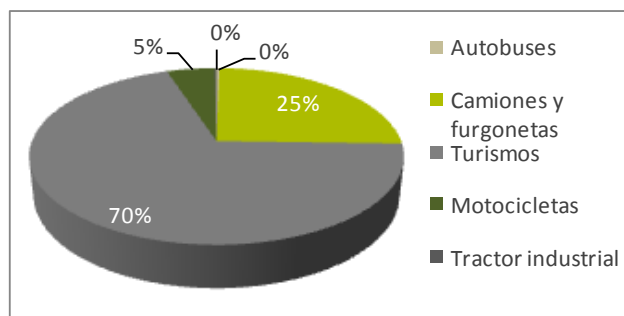


Figura 5.36. Distribución según tipo de automóviles, 2014
Elaboración propia. Fuente: Centro de Datos de Lanzarote

A continuación se presenta una tabla detallada con el número de vehículos por tipo en Lanzarote, entre los años 2008 y 2014 y una gráfica con datos desde el año 2004:

	PARQUE MÓVIL DE LANZAROTE*						
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
TOTAL DE AUTOMÓVILES	107.199	105.569	105.702	106.837	107.346	107.271	108.868
Camiones	27.255	27.255	27.377	27.465	27.441	27.292	27.376
Guaguas	309	308	299	319	333	315	330
Turismos	75.089	75.089	73.348	73.215	74.059	74.433	74.423
Motocicletas	4.308	4.426	4.590	4.768	4.918	5.031	5.314
Tractor Industrial	238	232	221	226	221	210	206
OTROS VEHÍCULOS	2.288	2.313	2.299	2.333	900	2.305	2.348
TOTAL	109.487	107.882	108.001	109.170	109.640	109.576	111.216

(* Los ciclomotores no se incluyen en el Parque Nacional de Vehículos)

Tabla 5.23. Parque móvil de Lanzarote (2008-2014)
Elaboración propia. Fuente: Centro de Datos de Lanzarote

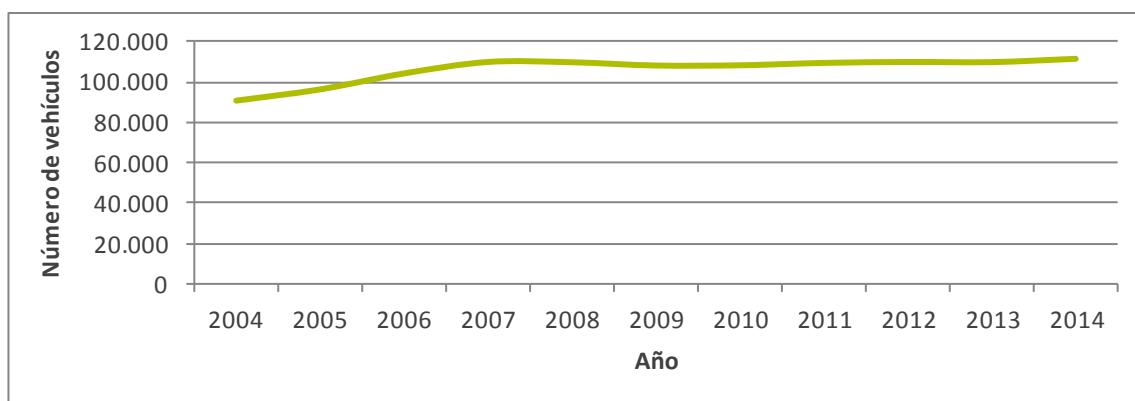


Figura 5.37. Evolución del parque móvil en Lanzarote (2004-2014)
Elaboración propia. Fuente: Centro de Datos de Lanzarote

5.4.3 CONSUMO DE COMBUSTIBLES

En el año 2013 se consumieron en Lanzarote 38.428 t de gasoil y 38.753 t de gasolina, destinados a transporte interior, representando el 31,4% del consumo total de combustible empleado para uso interno de la isla.

Tal y como se observa en la gráfica presentada a continuación, el consumo de gasolina ha descendido en un 3,8% de media anual en el periodo 2008-2013 y el de gasoil en un 2,4%.

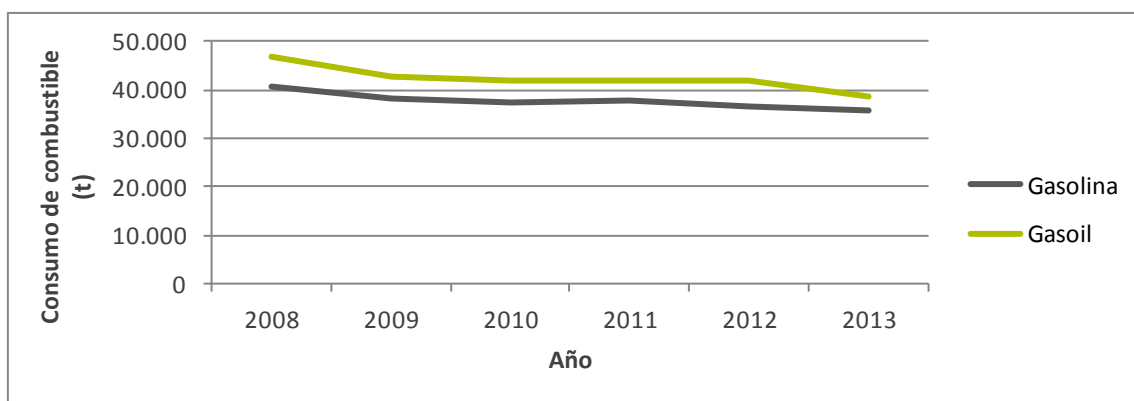


Figura 5.38. Evolución consumo de combustibles para el transporte terrestre en Lanzarote (2008-2013)
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

5.4.4 COSTES DEL COMBUSTIBLE

El incremento del precio del barril de petróleo, así como el incremento del gravamen a los combustibles, ha generado que el precio de los combustibles destinados a la automoción se haya incrementado en el periodo 2007-2014 en más de un 35%, siendo el gasóleo el que mayor subida ha experimentado, con casi un 60%.

Los precios de venta al público en el año 2014 en la Provincia de Las Palmas eran de 1,04 €/l para el gasoil, de 1,08 €/l para la gasolina 95 y de 1,16 €/l para la gasolina 98, habiendo experimentado durante los últimos 7 años un incremento medio interanual del 8,1%, 5,4% y 5,2% respectivamente.

EVOLUCIÓN DEL PVP MEDIO DE LOS COMBUSTIBLES DE AUTOMOCIÓN EN LA PROVINCIA DE LAS PALMAS										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Variac. media anual 2007-2014	Variac. total 2007-2014
Gasóleo A	0,66	0,82	0,62	0,74	0,90	1,04	1,07	1,04	8,1%	57,8%
Gasolina 95	0,77	0,85	0,74	0,87	0,99	1,10	1,10	1,08	5,4%	40,2%
Gasolina 98	0,84	0,92	0,81	0,94	1,07	1,18	1,18	1,16	5,2%	38,5%

Tabla 5.24. Evolución del PVP medio de los combustibles de automoción en la Provincia de Las Palmas
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

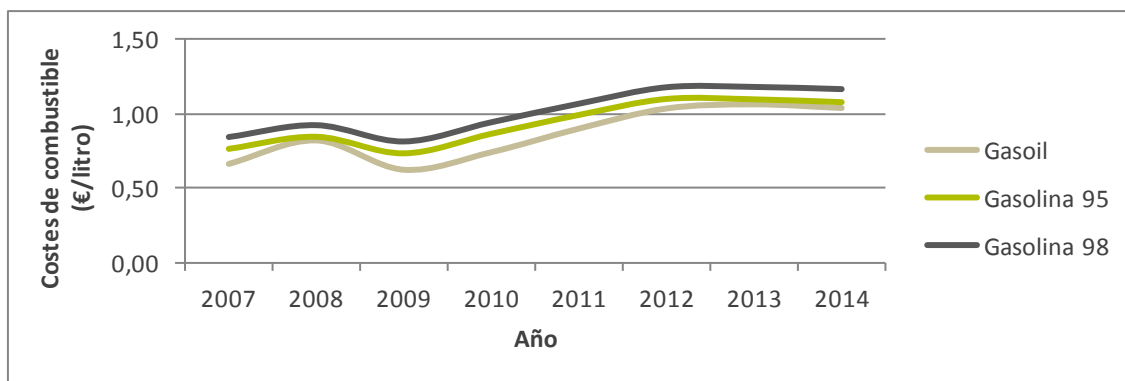


Figura 5.39. Evolución precios combustibles asociados a la automoción (€/l)
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

En ese mismo año 2014, los impuestos al gasoil representaban el 21,3% respecto al PVP, mientras que los impuestos a las gasolinas 95 y 98, representaban el 24,5 y el 22,8% respectivamente. La evolución en los últimos años se representa en la gráfica siguiente:

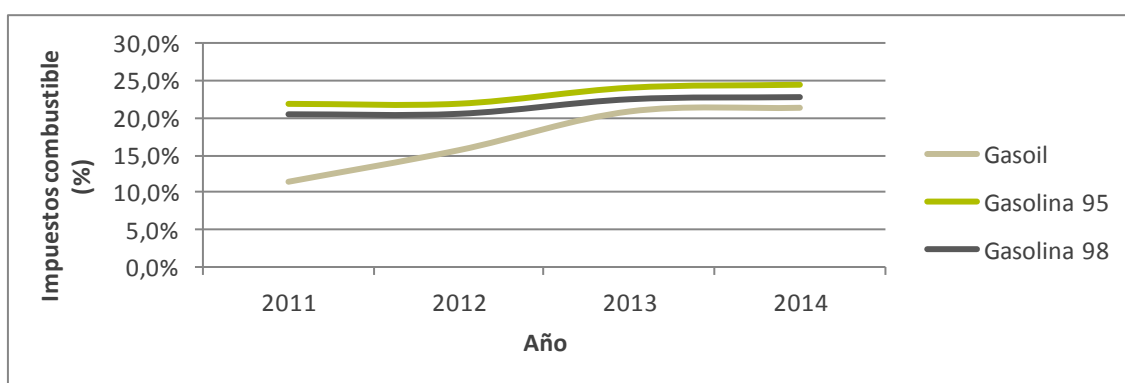


Figura 5.40. Evolución de los impuestos a los combustibles asociados a la automoción
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

5.4.5 COSTES DE MOVILIDAD CON VEHÍCULO TÉRMICO Y ELÉCTRICO

Actualmente el precio de adquisición de un vehículo eléctrico es superior al de un vehículo equivalente en prestaciones con motor de combustión interna, tal y como comenta un informe elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Sin embargo, en los próximos años se estima que el precio comenzará a bajar (derivado de la reducción del coste de la batería y del incremento de la demanda) y si se tienen en cuenta otros costes, como los operativos y de utilización durante el ciclo de vida que tendrá el vehículo, estos son inferiores respecto al vehículo térmico.

En el vehículo eléctrico, es la batería el elemento que provoca el encarecimiento de este con respecto al vehículo convencional, llegando a suponer el 60% del coste del vehículo eléctrico. Por otro lado, la arquitectura del vehículo eléctrico cuenta con un 90% menos de componentes que un vehículo de combustión interna, lo que permite que los costes de mantenimiento sean muy inferiores.

En lo que respecta al coste energético, la diferencia de precio entre la gasolina o gasóleo y el kWh es que este último es hasta 8 veces inferior que los derivados del petróleo.

El consumo de un vehículo eléctrico depende del tamaño del mismo. Varía entre los 10kWh/100km para un vehículo urbano y los 30kWh/100km de un microbús. Para un consumo medio de 15kWh/100km, recargando en horario nocturno, puede suponer un coste de unos 1,5€/100km, frente a un mínimo de 8,45€/100km de un vehículo de combustión interna tradicional.

5.5 AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

Existe un Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energético a nivel nacional que engloba el periodo 2011-2020 y que contiene un programa de actuación conjunta con las comunidades autónomas gestionado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). En este marco, se presenta la convocatoria para la concesión de subvenciones para la realización de distintas actuaciones que fomenten el ahorro y la eficiencia energética, “Convenio de colaboración entre la Comunidad Autónoma de Canarias y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)”

En el periodo anterior, Plan 2006-2010 (ya que en el actual Plan no se dispone aún de resultados que permitan evaluar el impacto que han tenido), Canarias recibió 32 millones de euros de fondos públicos , que unido a un porcentaje adicional de fondos autonómicos permitió desarrollar programas y proyectos de ahorro y eficiencia energética, como son el Plan Renove de Electrodomésticos, el programa de subvenciones a vehículos eléctricos o híbridos, el programa de ayudas para la renovación de las instalaciones de alumbrado público exterior existentes, los programas de rehabilitación de la envolvente térmica de los edificios existentes, los dedicados a la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas y los programas de ayudas para la redacción de Planes de Movilidad Urbana Sostenibles.

EVOLUCIÓN DEL AHORRO DE ENERGÍA Y EMISIONES EVITADAS DESGLOSADO POR SECTORES *												
AÑO	SERVICIOS PÚBLICOS		EDIFICACIÓN		TRANSPORTE		INDUSTRIAL		AGRICULT. Y PESCA		TOTAL Tep/año	Δ TOTAL (%)
	Ahorro energía (Tep/año)	Emisiones Evitadas (tCO ₂ /año)	Ahorro energía (Tep/año)	Emisiones Evitadas (tCO ₂ /año)	Ahorro energía (Tep/año)	Emisiones Evitadas (tCO ₂ /año)	Ahorro energía (Tep/año)	Emisiones Evitadas (tCO ₂ /año)	Ahorro energía (Tep/año)	Emisiones Evitadas (tCO ₂ /año)		
2006	81	743	65	598	-	-	0	0	-	-	146	-
2007	19	177	913	3.406	-	-	1.527	4.887	-	-	2.459	1.584,2
2008	1.328	12.142	414	3.185	0	0	438	1.999	0	0	2.180	-11,3
2009	639	2.833	449	2.038	0	0	38	171	10	47	1.136	-47,9
2010	456	4.165	1.102	7.850	0	0	104	865	27	246	1.689	48,7
2011	305	2.788	882	6.949	0	0	217	1.100	2	14	1.406	-16,8
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2.828	22.848	3.825	24.026	0	0	2.324	9.022	39	307		

(*) Los valores igual a cero se refieren alguna acción subvencionada que no conllevó un ahorro directo (auditoría, estudio de mejora, etc). Las acciones que no tienen valor, son aquellas en las que no hubo convocatoria de subvenciones (años 2012 y 2013 completos).

Tabla 5.25. Evolución del ahorro de energía y emisiones evitadas en las subvenciones, desglosado por sectores
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

El ahorro de energía final acumulado en este periodo tras la aplicación de las acciones o medidas de ahorro subvencionadas por la Consejería se estimó en 13.810,6 tep, con un gasto público (considerando los fondos públicos destinados a estas medidas indicado anteriormente) de 2.172 € por cada tep ahorrado.

Aunque no se disponen de datos por isla, si consideráramos que un 30% del ahorro se ha obtenido en Lanzarote, es decir, 4.143 tep, las políticas de ahorro y eficiencia energética han permitido un ahorro aproximado del 0,3% del consumo de energía interno de la isla (en el periodo 2006-2010).

Por otro lado, el Gobierno de Canarias en el año 2008 creó el Programa de Uso Racional de la Energía (PURE), un proyecto que se está ejecutando en el seno de la Dirección General de Energía, como consecuencia de un mandato recogido en el Plan Energético de Canarias. No obstante se desconoce si se está implantando y los resultados que se han obtenido.

5.6 SEGURIDAD ENERGÉTICA

Existe un marco regulador de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en España. En este sentido la norma vigente es el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES). La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) es la responsable de la gestión de estas reservas estratégicas de productos petrolíferos y del control de las existencias mínimas de hidrocarburos (productos petrolíferos y gas natural).

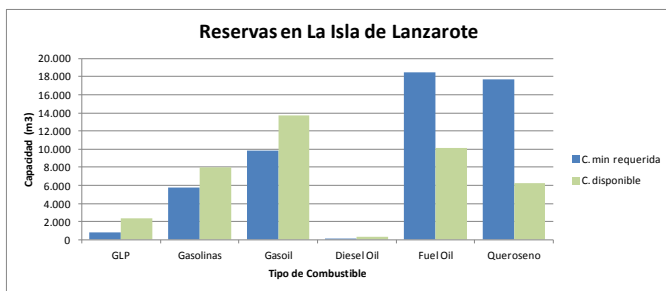
Las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos (exceptuando GLPs) están formadas por un lado, por las reservas estratégicas constituidas, mantenidas y gestionadas por CORES con un stock equivalente no inferior a 42 días de consumo o venta de productos petrolíferos y, por otro, por los stocks mínimos de los operadores y grandes consumidores que deben garantizar unas existencias mínimas de seguridad equivalente a 50 días de consumo o venta, sumando entre ambos un stock total de 92 días. Con respecto a los GLPs, los operadores, distribuidores y grandes consumidores deben garantizar una reserva equivalente a 20 días de ventas nacionales.

Hay que señalar que aunque la obligación se refiere al conjunto de España, según se indica en el PECAN, la especial situación de Canarias obliga a que el Gobierno de Canarias exija que dichos stocks se mantengan igualmente en dicha Comunidad Autónoma y además que cada isla cuente con un stock mínimo de 15 días en todo momento y de acuerdo con sus consumos del año anterior, para aquellos productos considerados como mercado interior y de navegación aérea y marítima de cabotaje, de acuerdo con la definición de la Agencia Internacional de la Energía, excluyendo combustibles destinados a la generación de electricidad en régimen ordinario que siguen una regulación propia que exige a la empresa generadora de electricidad (Endesa) un stock mínimo de 45 días.

Para determinar los niveles de reserva con los que cuenta la isla de Lanzarote, se han considerado 42 y 92 días de reserva estratégica, excluyendo el consumo asociado a navegación marítima internacional.

Para disponer de 42 días de reserva estratégica

En la gráfica se pueden observar las reservas disponibles en la isla, frente a la capacidad mínima requerida de almacenamiento. En la tabla adjunta, se recogen las capacidades sobrantes (la diferencia entre la capacidad disponible y la requerida) de cada uno de los combustibles, comprobando que sólo cuatro de todos ellos cuentan con capacidad más allá de la requerida.

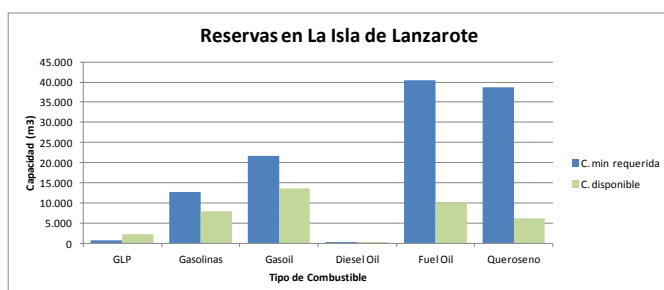


LANZAROTE		
GLP	1.486 m ³	Capacidad sobrante
Gasolinas	2.144 m ³	Capacidad sobrante
Gasoil	3.858 m ³	Capacidad sobrante
Diesel Oil	175 m ³	Capacidad sobrante
Fuel Oil	8.393 m ³	Capacidad adicional requerida
Queroseno	11.441 m ³	Capacidad adicional requerida

Figura 5.41. Reservas en la isla de Lanzarote para disponer de 42 días de reserva estratégica
Elaboración propia. Fuente: Varias

Para disponer de 92 días de reserva estratégica

En esta gráfica se representan las capacidades disponibles de combustibles y las mínimas requeridas. Para disponer de 92 días de reserva estratégica, se requeriría capacidad adicional a la ya existente en la isla de todos los combustibles, excepto de GLP, tal y como se indica en la tabla.



LANZAROTE		
GLP	1.486 m ³	Capacidad sobrante
Gasolinas	4.771 m ³	Capacidad adicional requerida
Gasoil	7.885 m ³	Capacidad adicional requerida
Diesel Oil	3 m ³	Capacidad adicional requerida
Fuel Oil	30.385 m ³	Capacidad adicional requerida
Queroseno	32.510 m ³	Capacidad adicional requerida

Figura 5.42. Reservas en la isla de Lanzarote para disponer de 92 días de reserva estratégica
Elaboración propia. Fuente: Varias

A la luz de los datos anteriores se concluye que Lanzarote no dispone de reservas suficientes de todos los combustibles para cubrir ni los 92 días, ni los 42 días estipulados por CORES.

Hay que destacar que Canarias en su conjunto, cuenta con las reservas exigidas por CORES para el consumo interior. Solamente en lo que respecta a las reservas de queroseno (transporte aéreo internacional), Canarias no dispondría de las reservas mínimas exigidas a 92 días.

6 SOWES: SOFTWARE DE OPTIMIZACIÓN EMPLEADO EN EL ESTUDIO

6.1 INTRODUCCIÓN

Para la elaboración del presente estudio, 3iDS ha empleado una aplicación informática de elaboración propia denominada SOWES (Software for the Optimization of Water and Electricity System).

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.

SOWES, además de poder aplicarse a sistemas existentes como a nuevos, permite la transición de sistemas energéticos, de agua y de movilidad insostenibles, a sistemas sostenibles.

La aplicación dispone de los siguientes módulos (todos ellos aplicados en este estudio):

- **Módulo de previsión de demanda:** Simula la demanda de energía eléctrica y agua en ausencia de datos históricos.
- **Módulo de ahorro y generación distribuida:** Efectúa una previsión de ahorro de agua y energía en base a las políticas de ahorro y eficiencia energética que se pretendan implantar. Además estima la producción asociada a la generación distribuida de pequeñas instalaciones renovables eólicas, fotovoltaicas y térmicas (autoconsumo).
- **Módulos interconectados de optimización** de energía, agua y movilidad mediante vehículos eléctricos.
- **Módulo de gestión del sistema en conjunto:** Efectúa despacho de generación horaria asignando los grupos de generación o producción necesarios para garantizar el suministro al mínimo coste de generación.

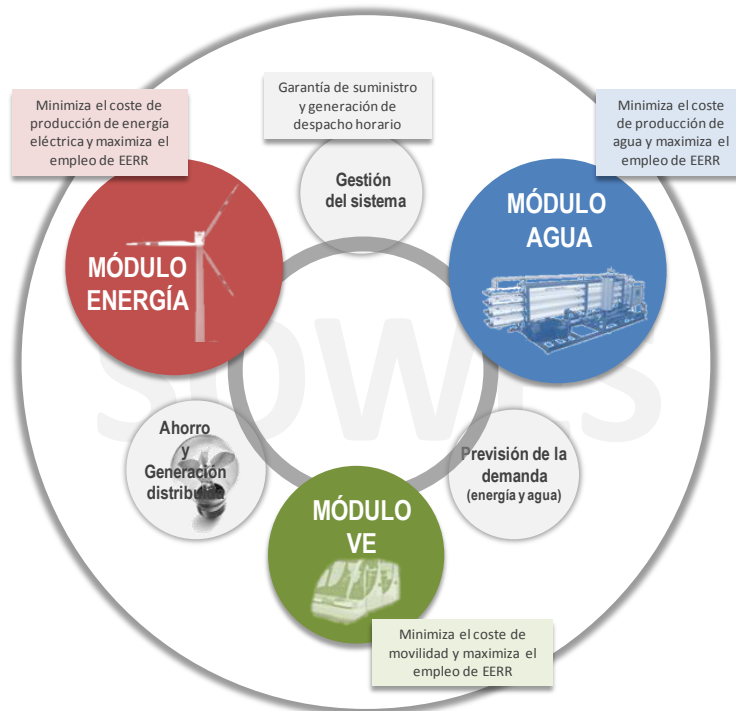


Figura 6.1. Módulos del SOWES

6.2 MÓDULOS DEL SOWES

6.2.1 MÓDULO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El programa de simulación de este módulo actúa como el operador del sistema eléctrico, estableciendo un despacho de generación en el que se decide los equipos que se van a conectar en cada momento en base a criterios técnicos y económicos. Para la gestión del sistema se tienen en cuenta los índices de cobertura y reserva caliente para garantizar suministro continuo y estabilidad de red.

El programa permite introducir la previsión de la demanda horaria de energía eléctrica por sectores (doméstico, industrial, comercial,...), distinguiendo entre cargas gestionables y no gestionables (Previa eliminación de los ahorros y generación distribuida). A su vez, admite la introducción de diferentes tipos de sistemas de generación tanto de origen térmico (ciclos combinados, turbinas de gas, turbinas de vapor, grupos diesel,...) como de origen renovable (aerogeneradores, paneles solares fotovoltaicos,...), así como diferentes sistemas almacenamiento (centrales hidráulicas reversibles, baterías de flujo, pilas de combustible, etc...).

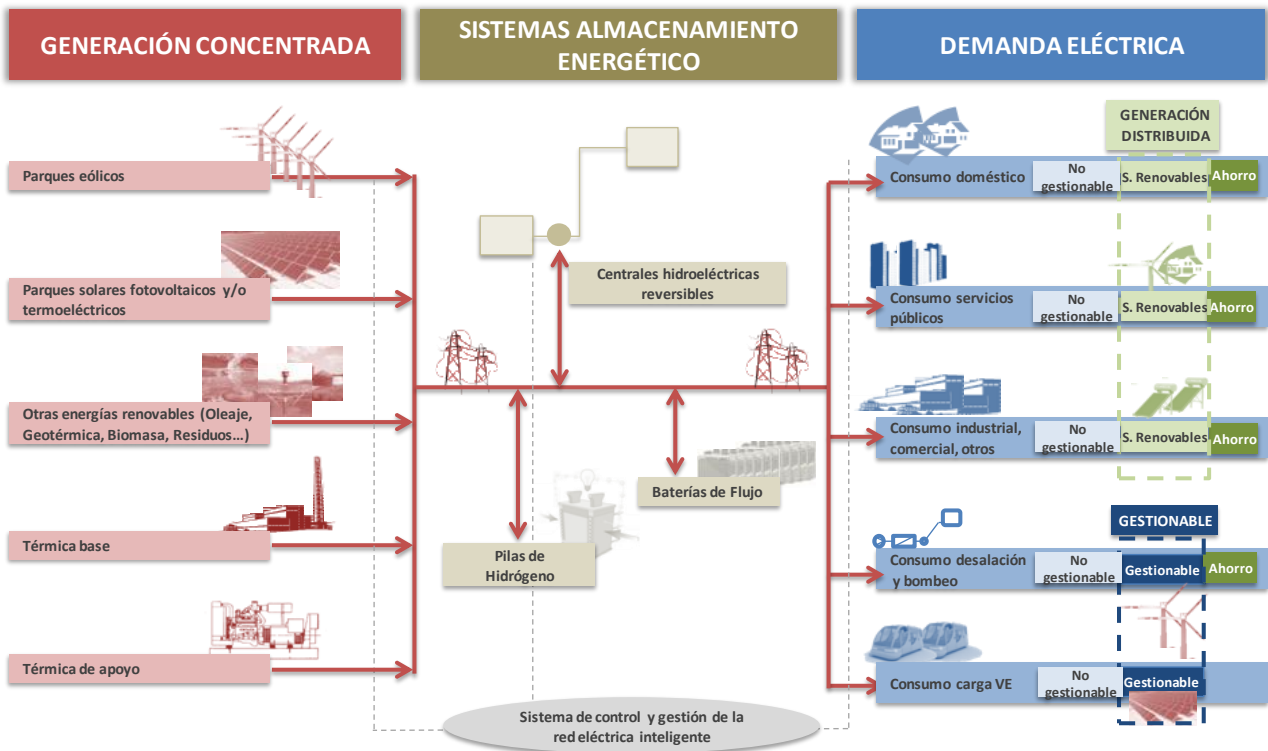


Figura 6.2. Optimización del Sistema Energético

El resultado de este módulo es un sistema eléctrico compuesto por un mix de energías renovables y no renovables que producen un mínimo valor del coste de generación (con una máxima penetración de las EERR) en el intervalo de tiempo considerado.

6.2.2 MÓDULO DE PRODUCCIÓN DE AGUA

En este módulo, el programa simula la producción y el consumo de agua de abasto en el intervalo temporal que se desee, activando y desactivando los equipos de producción de agua potable, tanto con recursos fósiles como con recursos renovables, en base a análisis técnicos y económicos. Para la gestión del sistema se tiene en cuenta un nivel mínimo de reserva para garantizar un suministro continuo.

El programa permite introducir la previsión de la demanda horaria de agua global y por sectores (doméstico, industrial, agrícola, comercial,...). A su vez, admite la introducción de diferentes sistemas de almacenamiento de agua potable y/o depurada, así como la introducción de diferentes sistemas de producción, tales como pozos y galerías, plantas desaladoras y plantas depuradoras. El programa permite incluso la introducción de sistemas de producción de agua gestionables, aquellos que sólo producen agua cuando existen energías renovables.

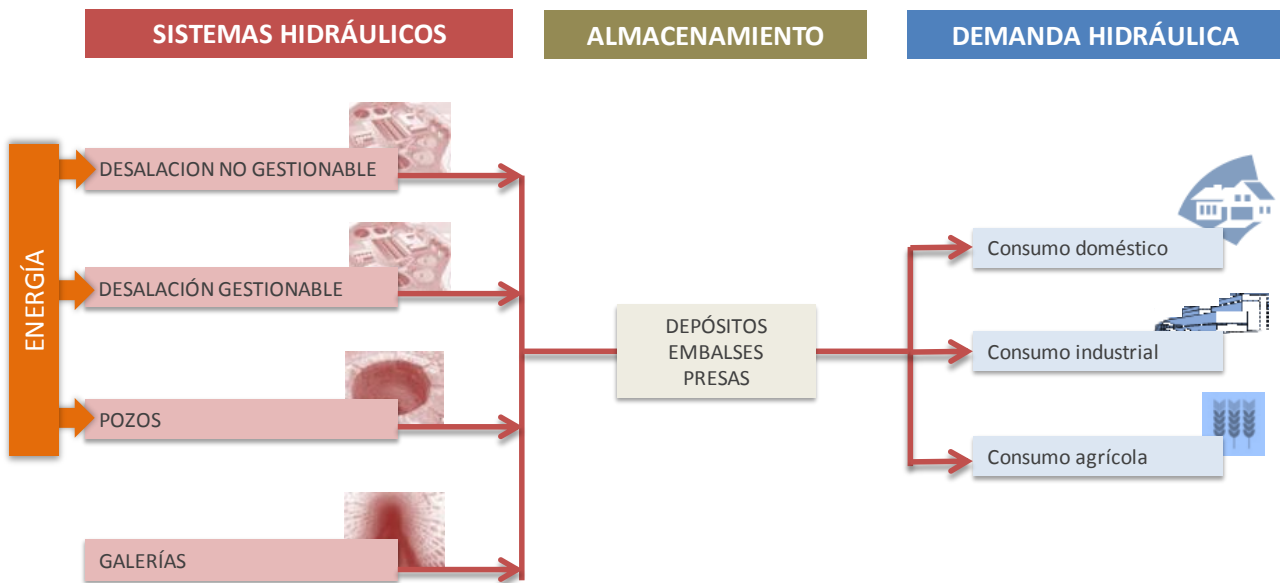


Figura 6.3. Optimización del Sistema de Producción de Agua

El resultado de este módulo es un sistema de producción de agua potable accionado a partir de un mix de energías renovables y no renovables, con sistemas de acumulación incluidos, que produce un mínimo valor del m³ de agua (con una máxima penetración de las EERR) en el intervalo de tiempo considerado.

6.2.3 MÓDULO DE MOVILIDAD CON VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

En este último módulo, el programa simula la generación eléctrica asociada a la recarga de baterías de vehículos eléctricos de una flota dada, activando y desactivando los equipos de generación de energía eléctrica, tanto con recursos fósiles como con recursos renovables, en base a análisis técnicos y económicos.

El programa permite introducir la previsión de la demanda de energía eléctrica asociada a la carga de baterías en una flota de vehículos eléctricos (en número y tipología previamente fijados). A su vez, permite introducir diferentes tipos de baterías de los vehículos eléctricos y de estaciones de carga, así como diferentes tipos de vehículos, tanto para uso público como privado. Para el correcto funcionamiento de la simulación, es conveniente indicar también los sistemas de generación que deben atender esta demanda.

El programa permite la opción de que una parte del parque móvil se alimente exclusivamente con energías renovables, convirtiéndola en demanda gestionable.

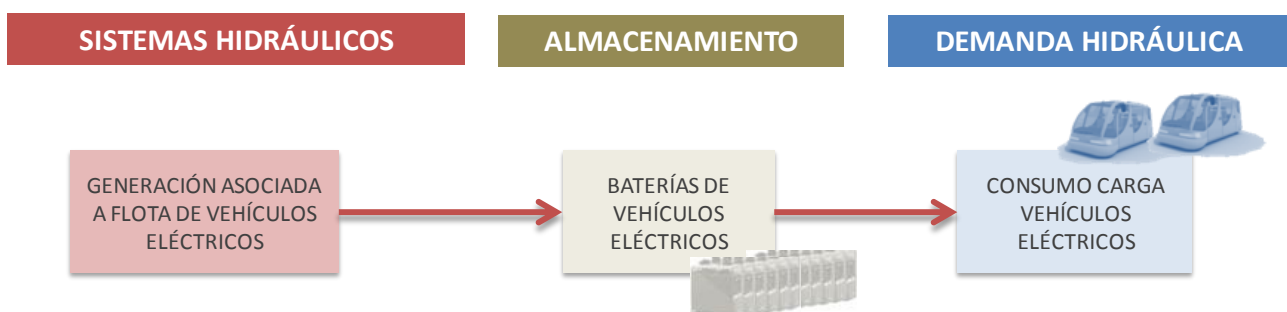


Figura 6.4. Optimización del Sistema de Movilidad de Vehículos

El resultado final es una flota de vehículos eléctricos accionado a partir de un mix de energías renovables y no renovables (o sólo renovables), que produce un mínimo valor del km recorrido (con una máxima penetración de las EERR) en el intervalo de tiempo considerado.

6.3 MODO DE OPERACIÓN DEL SOWES

La aplicación del SOWES requiere la definición y análisis previo de los siguientes parámetros:

- Determinación de la escala de tiempo que se desea utilizar para efectuar el estudio (segundos, minutos, horas, días,...), dependiendo de la serie de datos que se dispongan de demanda de generación anual.
- Definición de las demandas gestionables y no gestionables
 - Demanda no gestionable: Análisis de los consumos de la energía eléctrica en el sistema (doméstico, industrial, agrícola, del sector servicios...) y previsión futura de los mismos. *(El consumo no gestionable implica todos aquellos consumos que no se puedan interrumpir).*
 - Demanda gestionable: Evaluación de las estaciones de carga de vehículos eléctricos, bombeos gestionados, demanda gestionada de agua, desalación en su caso, sistemas de acumulación... y definición de las curvas de demanda actuales y futuras. *(El consumo gestionable implica la posibilidad de interrumpir el suministro en un periodo de tiempo estimado, cubriéndose la demanda del sistema en cuestión con el almacenamiento obtenido a partir de energías renovables).*
- Análisis de los recursos energéticos renovables disponibles y definición de las potencias a implantar y posibles ubicaciones en la zona en que opera el sistema aislado.
- Valoración de las infraestructuras eléctricas e hidráulicas existentes y mejoras previstas, así como las nuevas infraestructuras necesarias y su posible ubicación.
- Evaluación de los sistemas de almacenamiento que podrían implantarse (centrales hidroeléctricas reversibles, baterías de diversos tipos...) y su posible ubicación.
- Previsión de ahorro en consumo por implantación de políticas de eficiencia y ahorro energético en la zona en la que opera el sistema aislado.

Una vez realizado este análisis previo, e introducidos todos los parámetros en el SOWES, se establecerán diferentes hipótesis de partida conformando diferentes alternativas (con diferentes supuestos para cada una de ellas) de sistemas de generación de energía eléctrica (variando el número de aerogeneradores, empleando diferentes modelos de equipos de generación térmicos, variando la potencia instalada de las instalaciones solares fotovoltaicas,...), de producción de agua (variando las capacidades y el número de bastidores, modificando los modos de operación de la planta,...), de sistemas de almacenamiento de agua (añadiendo nuevos depósitos y variando sus capacidades, modificando los grupos de bombeo,...) y de movilidad mediante vehículos eléctricos (variando la cantidad y el tipo de vehículos eléctricos, la capacidad de los sistemas de almacenamiento,...) para el sistema aislado objeto de estudio.

El SOWES se ejecuta en este momento para simular cada una de las alternativas predefinidas y obtener resultados generales (inversión total, potencia total instalada y producción por tecnología, costes de generación,...) y específicos por equipo (potencia instalada, energía producida, nº de horas equivalentes,

factor de utilización, emplazamiento, costes de generación,...), a nivel horario, diario, semanal, mensual y anual, en base a unos criterios técnicos y económicos determinados:

Criterios técnicos

Los criterios técnicos se basan en maximizar la penetración de renovables e intentar que el resto de grupos de generación trabajen en zona de alta eficiencia, siempre garantizando la reserva caliente requerida.

Para determinar la mejor solución desde el punto de vista técnico se evaluará, por cada supuesto de cada alternativa planteada, su eficiencia global, el factor de utilización y el número de horas equivalentes de cada equipo, el consumo de combustibles, las instalaciones e infraestructuras requeridas y los emplazamientos.

Criterios económicos

Los criterios económicos se basan en seleccionar en cada momento los equipos de generación que minimizan el coste de generación de energía eléctrica (€/kWh) y de producción de agua (€/m³).

Para determinar la mejor solución desde el punto de vista económico se comparan los costes de generación de energía eléctrica (c€/kWh) de las diferentes alternativas analizadas y se escoge el de menos valor.

En su cálculo se tienen en cuenta los costes de inversión de los equipos, instalaciones e infraestructuras eléctricas e hidráulicas requeridas, los gastos fijos, los gastos de O&M, los gastos de combustible, los gastos por derechos de emisión de CO₂, los gastos financieros, la amortización técnica, el valor residual y la energía anual producida para abastecer a la demanda y al sistema de almacenamiento.

Dado que el estudio se efectúa en un espacio temporal establecido (p.ej. 25 años), se tendrá en cuenta una tasa de descuento anual, una tasa de impuesto anual, el IPC y un incremento del precio de combustible anual.

Posteriormente se efectuará un análisis de sensibilidad con las mejores alternativas para evaluar entre otros, la influencia que pueden tener sobre el coste de generación incrementos del precio del combustible, incrementos de la demanda no gestionable, incrementos de la demanda gestionable, incremento de la penetración de renovables, variación del dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento y variación de la financiación obtenida.

Finalmente se indicará la solución técnica y económica más viable.

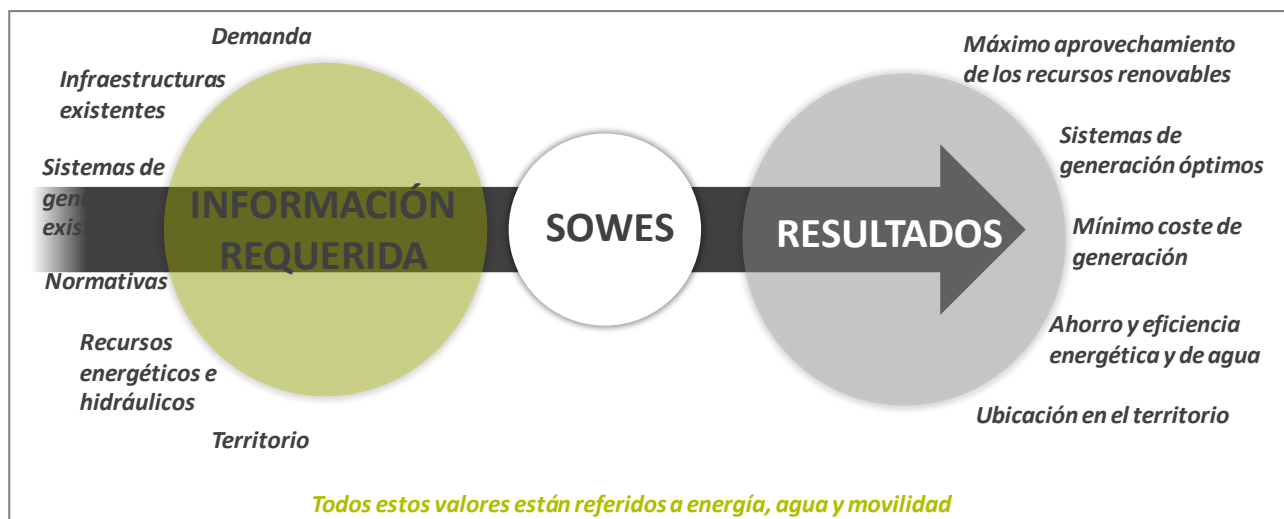


Figura 6.5. Esquema general del SOWES con las principales entradas y salidas de datos

6.4 VARIABLES DE ENTRADA

Las variables de entrada más relevantes que se deben introducir en el programa son las siguientes:

Módulo de Generación de Energía Eléctrica

- Datos generales: Perfil de demanda actual, Incremento IPC anual, Tasa de descuento anual, Tasa de impuestos anual, Incremento del precio del combustible anual, Incremento de la demanda anual...
- Localización (emplazamientos de equipos): Latitud, Longitud, Cota, Radiación solar, Potencial eólico...
- Equipos térmicos: Vida útil, Fecha de alta, Potencia Bruta, Potencia Neta, Combustible, Rango inferior, Rango superior, Coste de inversión, Coste fijo, Coste variable, Curva de operación, Precio del combustible, Poder Calorífico inferior del combustible, Función de costes de regulación, Costes de arranque...
- Parques eólicos: Rendimiento, Factor de ocupación, Marca, Modelo, Altura del buje, Diámetro, Potencia nominal unitaria, Curva del aerogenerador, Numero de aerogeneradores, Inversión específica, Coste fijo, Coste variable, Localización, Vida útil...
- Parques solares fotovoltaicos: Rendimiento, Factor de ocupación, Marca del panel, Modelo del panel, Numero de paneles, Potencia nominal unitaria, Rango inferior, Rango superior, Inversión específica, Coste fijo, Coste variable, Localización, Vida útil...
- Centrales hidráulicas Reversibles: Salto hidráulico, Rendimiento total (valor global aplicado), Localización del depósito bajo, Localización del depósito alto, Capacidad deposito bajo, Capacidad deposito alto, Coste de inversión, Coste fijo, Coste variable, Vida útil, Rugosidad de la tubería forzada, Diámetro de la tubería forzada, Longitud de la tubería forzada, Modelo bomba, Fabricante bomba, Número de bombas, Potencia nominal unitaria, Rendimiento de la bomba, Rendimiento del motor, Caudal nominal, Rango inferior, Rango superior, Modelo de la turbina,

Fabricante de las turbinas, Número de turbinas, Potencia nominal unitaria, Rendimiento de la turbina, Rendimiento del generador, Caudal nominal, Rango inferior, Rango superior...

Módulo de Producción de Agua

- Datos generales: Perfil de demanda actual, Incremento de la demanda anual...
- Instalaciones desaladoras de agua de mar: Fecha de alta, Potencia Bruta, Potencia Neta, Rango inferior, Rango superior, Capacidad, Número de bastidores, Inversión específica, Coste fijo, Coste variable, Localización, Vida útil...
- Grupos de bombeo: Fecha de alta, Potencia Bruta, Potencia Neta, Rango inferior, Rango superior Capacidad, Inversión específica, Coste fijo, Coste variable, Localización, Vida útil...
- Grupos de turbinado: Fecha de alta, Potencia Bruta, Potencia Neta, Rango inferior, Rango superior Capacidad, Inversión específica, Coste fijo, Coste variable, Localización, Vida útil...
- Depósitos de almacenamiento de agua: Capacidad, Inversión específica, Localización...
- Tuberías de trasvase de agua: Diámetro, Longitud, Material, Inversión específica, Coste fijo, Coste variable, Localización...

Módulo de Movilidad de Vehículos Eléctricos

- Número de VE, Tipo de batería, Potencia, Inversión específica, Consumo, Coste fijo, Coste variable, Vida útil...

6.5 RESULTADOS

6.5.1 SALIDAS GRÁFICAS

SOWES permite obtener salidas gráficas anuales, mensuales, semanales, diarias y horarias, tanto de la producción energética y de la demanda energética en el módulo de generación eléctrica, como de datos varios en el módulo de producción de agua.

En este apartado se mostrarán algunos ejemplos de los resultados más relevantes que se pueden obtener para cada uno de los supuestos analizados.

SALIDA ANUAL

Producción Energética

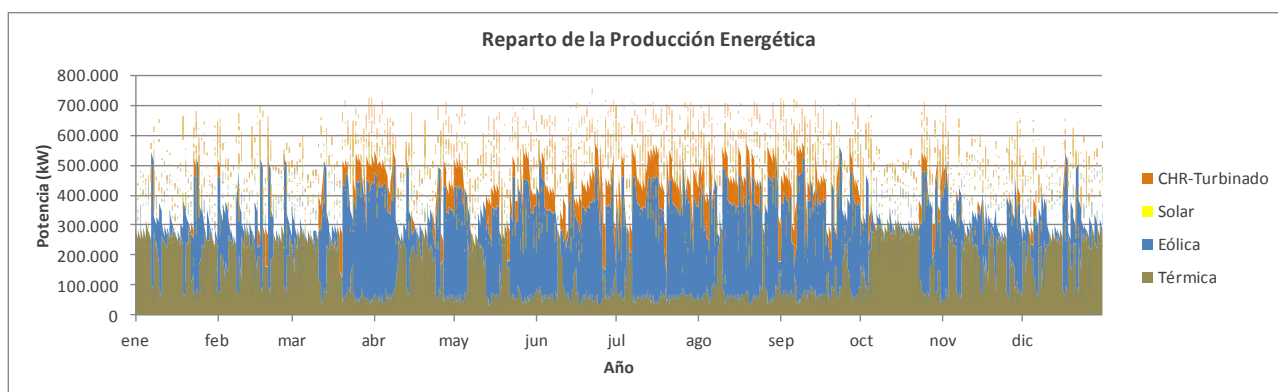


Figura 6.6. Evolución anual del reparto de la producción energética (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

En esta salida gráfica se representa la producción de energía eléctrica (en kW) para las 8.760 horas de un año según tecnología de generación (térmica, eólica, solar y central hidráulica reversible). En verde se representan los excedentes eólicos y solares.

Como se observa, el gráfico no tiene verdadero valor analítico más allá de observar someramente la distribución de generación por épocas del año.

Gestión de la Demanda Energética

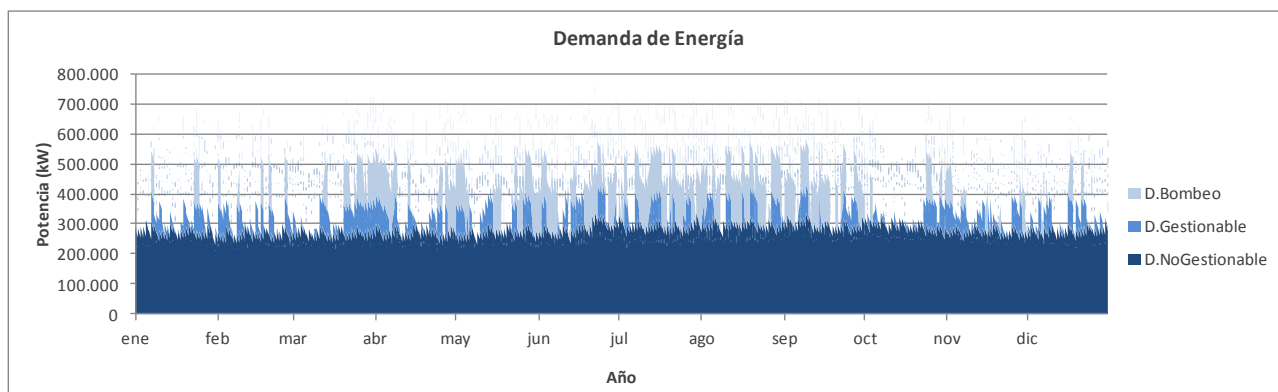


Figura 6.7. Evolución anual de la demanda energética (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

En esta salida gráfica se representa la demanda anual, que evidentemente debe coincidir con la producción anual reflejada en la gráfica anterior (a excepción de los excedentes).

En este caso se representa la demanda según consumidor (demanda no gestionable, demanda gestionable o bombeo).

Sistema de Producción de Agua

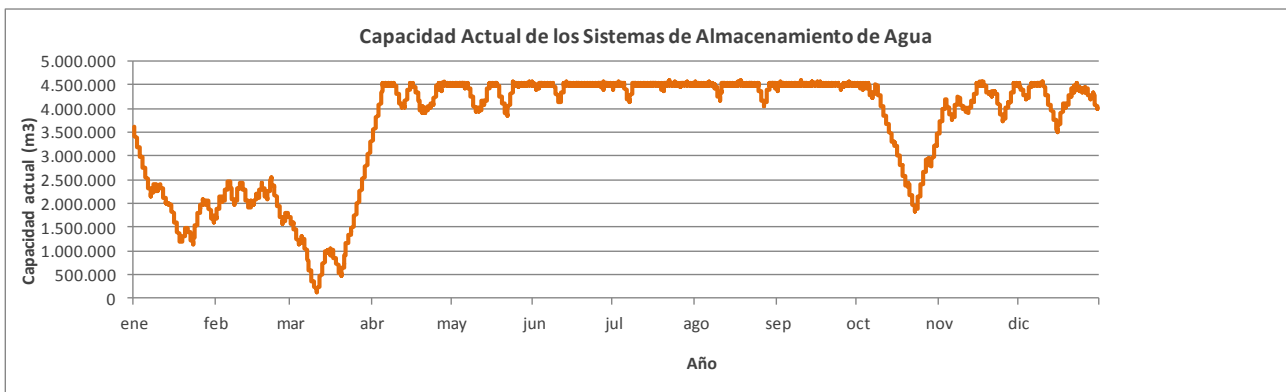


Figura 6.8. Evolución anual de la capacidad de los sistemas de almacenamiento de agua (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

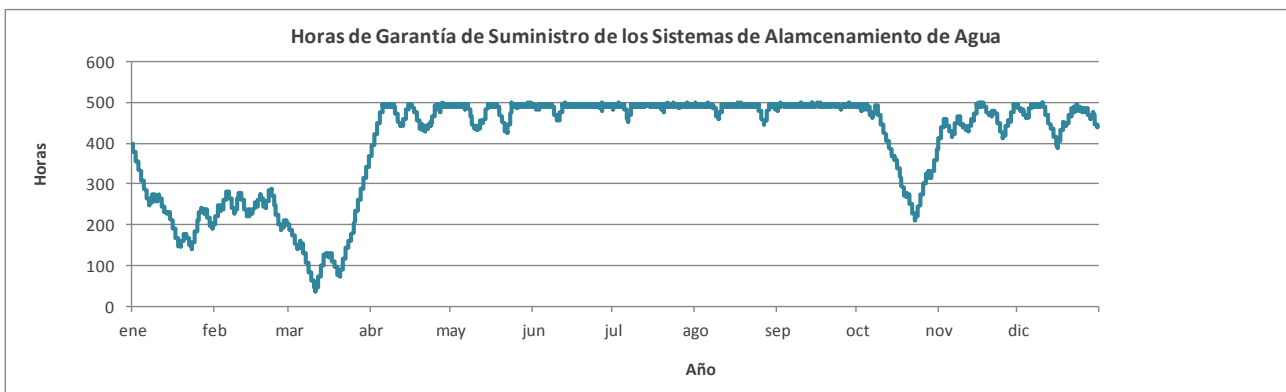


Figura 6.9. Evolución anual de las horas de garantía de suministro de los sistemas de almac. de agua (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

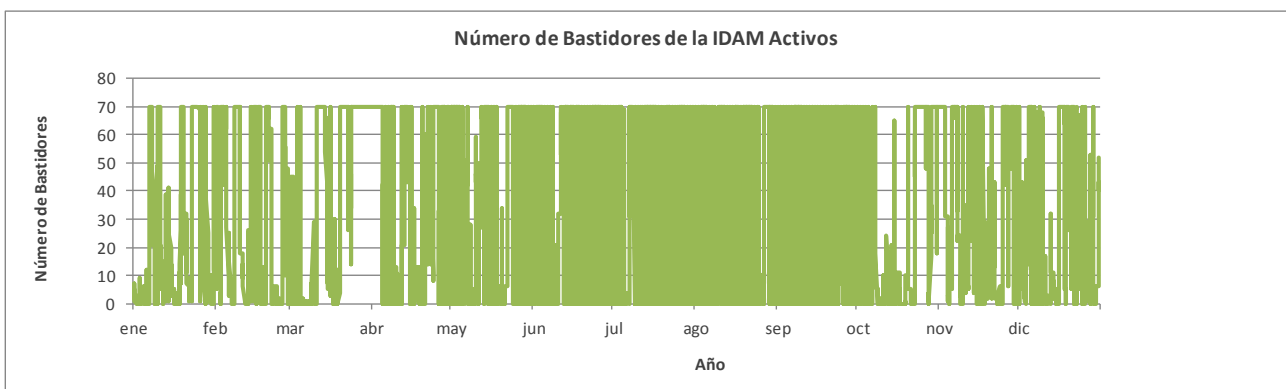


Figura 6.10. Evolución anual del número de bastidores de la IDAM activos (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

Al analizar el módulo del agua, el software grafica tanto la capacidad de los depósitos, como las horas de garantía de suministro, así como el número de bastidores activos de la IDAM.

- La capacidad de los depósitos representa los m³ existentes en el conjunto de depósitos de almacenamiento en cada momento del año, apreciándose en las gráficas anuales el llenado y vaciado de los mismos durante dicho periodo. En la figura de referencia se aprecia un periodo de llenado durante los meses de primavera y verano en una zona de Canarias, donde las energías renovables son más abundantes, y otro periodo de vaciado durante el resto de estaciones del año.
- Las horas de garantía de suministro de los sistemas de almacenamiento muestran el número de horas durante las cuales la demanda de agua está garantizada. El software garantiza que a lo largo del año, nunca puede darse el caso de que las horas de garantía de suministro estén por debajo de un valor fijado previamente.
- El número de bastidores de la IDAM activos representa, como su propio nombre indica, el número de bastidores que se ponen en marcha en cada momento para la producción de agua desalada.

Así como en el módulo de electricidad los datos anuales no tienen un valor analítico, en el módulo del agua ocurre todo lo contrario, ya que la evolución a lo largo de un año del vaciado y llenado de los depósitos, nos da una idea general del comportamiento de los depósitos en el caso concreto que se esté analizando.

SALIDAS MENSUALES

No se representan en este ejemplo por su bajo valor analítico.

SALIDAS SEMANALES

No se representan en este ejemplo por su bajo valor analítico.

SALIDAS DIARIAS

Producción Energética

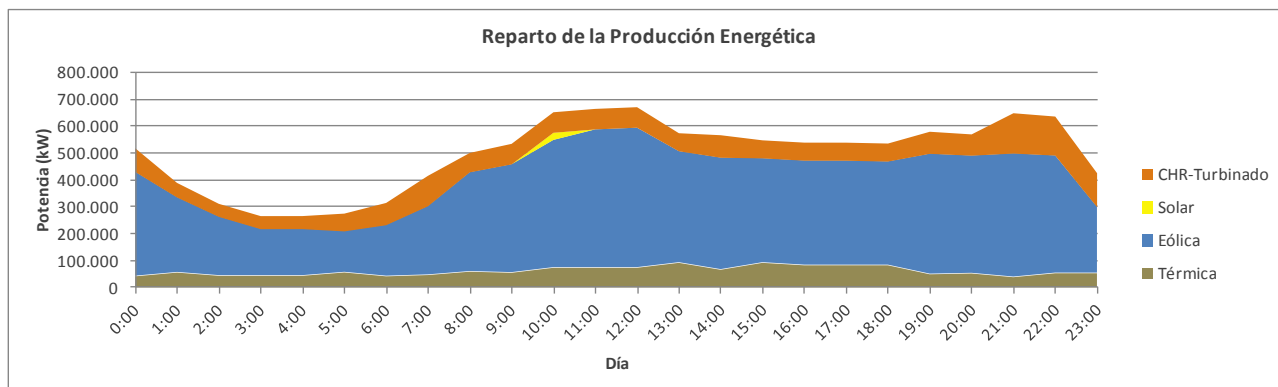


Figura 6.11. Evolución diaria del reparto de la producción energética (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

En las salidas gráficas diarias (de mayor valor analítico que las anuales o semanales) se aprecian con claridad las entradas y salidas de los diferentes componentes del sistema eléctrico, hora a hora, y las aportaciones al conjunto de cada uno.

En la figura se presenta la generación para las 24 horas del día 5 de mayo y por tecnologías de producción. En marrón se representa el aporte térmico, en azul el aporte eólico, en amarillo el aporte solar y en naranja el aporte de la central hidráulica reversible (se representa sólo el turbinado, puesto que durante el bombeo se demanda energía, no se produce).

Puede observarse la gran producción eólica, así como la pequeña aportación de los grupos térmicos y la pequeña aportación de las turbinas hidráulicas.

Demanda Energética

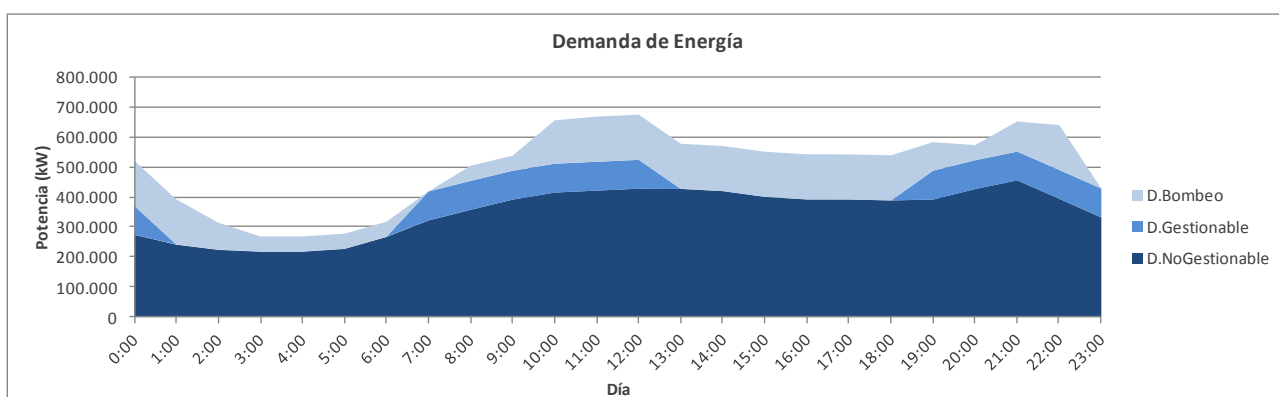


Figura 6.12. Evolución diaria de la demanda energética (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

Al comparar la gráfica de demanda de energía con la gráfica de producción de un día del año, se observa claramente cómo se comienza a producir agua (como demanda gestionable destinada a desalación) y a bombear con la CHR exclusivamente cuando hay energía renovable, ya sea solar o eólica.

Sistema de Producción de Agua

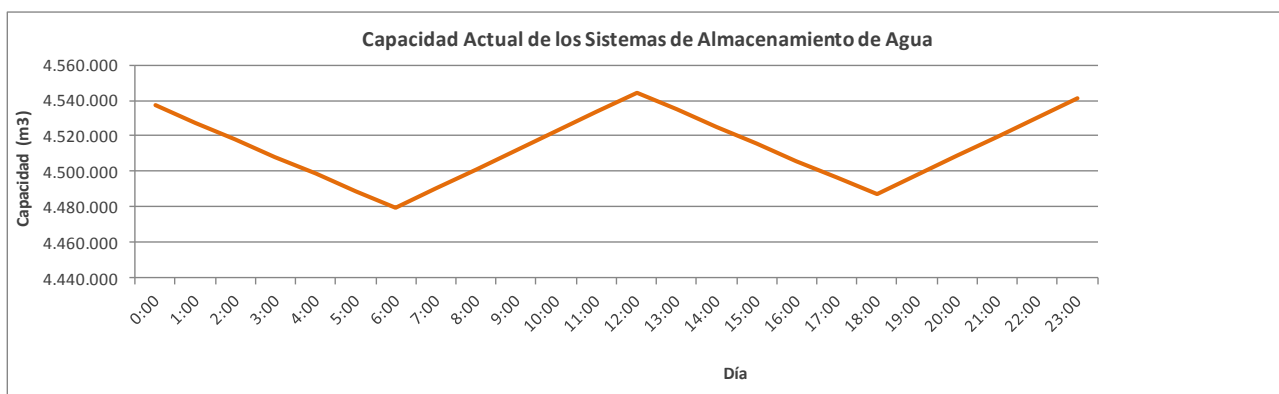


Figura 6.13. Evolución diaria de la capacidad de los sistemas de almacenamiento de agua (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

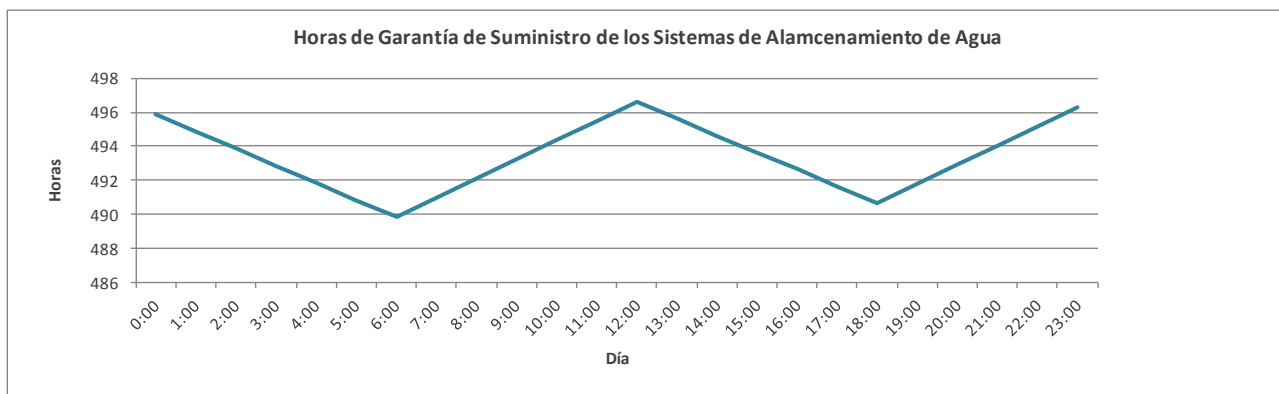


Figura 6.14. Evolución diaria de las horas de garantía de suministro de los sistemas de almac. de agua (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

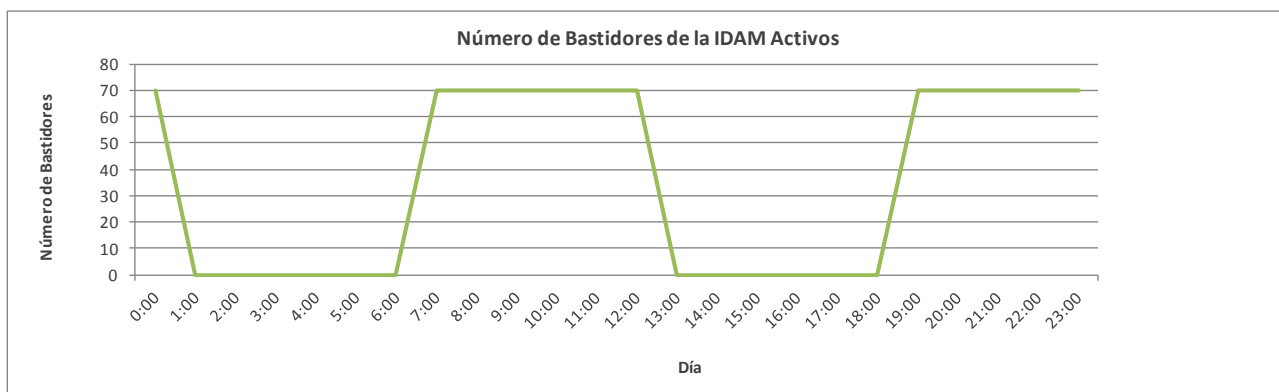


Figura 6.15. Evolución diaria del número de bastidores de la IDAM activos (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

En las salidas diarias, las gráficas de la capacidad de los sistemas de almacenamiento y de las horas de garantía de suministro no llegan a resultar tan interesantes como puede ser la gráfica del número de bastidores, pues comienza a distinguirse en esta última los arranques y paradas de los mismos, y es posible verificar el número de horas que está continuamente activo un bastidor. El software permite definir el número mínimo de horas de funcionamiento en continuo de cada bastidor una vez se ponen en marcha.

SALIDAS HORARIAS

Producción y Demanda Energética

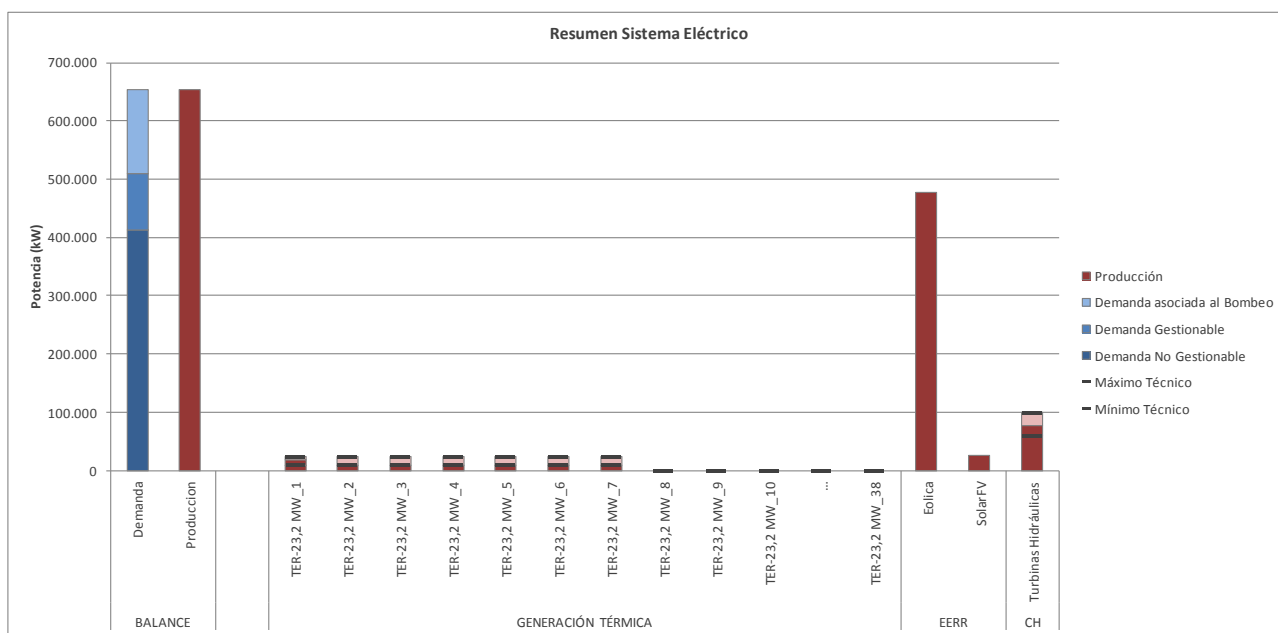


Figura 6.16. Evolución horaria del reparto de la producción y de la demanda energética (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

En esta salida gráfica se muestra la generación por equipos en una hora de la simulación (las 10:00 horas del día 5 de mayo).

- Las dos primeras barras muestran el **Balance** del sistema:
 - La primera barra muestra la demanda total, desglosada en Demanda No Gestionable (azul oscuro), Demanda gestionable (azul claro) y Demanda asociada al Bombeo (celeste).
 - La segunda barra muestra en morado la producción total del sistema. (La demanda deberá coincidir en cualquier caso con la producción).
- El siguiente conjunto de barras muestra la **Generación Térmica**, es decir, los equipos térmicos que están actuando ese día en concreto y en esa hora en cuestión:
 - En cada una de las barras de cada uno de los equipos (38 en este caso) se muestra la producción en ese momento (morado) y lo que podrían llegar a producir hasta alcanzar su máximo técnico (rosa).
 - Los equipos que no muestran barra de color alguna son los que no están produciendo, ya sea porque no es necesario en ese preciso momento, por una parada técnica o por reparación del equipo.
 - Las franjas oscuras representan el mínimo y máximo técnico en cada uno de los equipos.
- El tercer conjunto de barras muestra la producción y los excedentes de las **Energías Renovables**:
 - La primera barra del conjunto muestra en morado la producción eólica.

- La segunda barra, al igual que la anterior, muestra la producción, pero en este caso, de energía solar.
- o La última barra muestra el conjunto **de Turbinas de la Central Hidroeléctrica Reversible** actuando en ese momento. Al igual que los equipos térmicos, muestra la producción y lo que podrían llegar a producir hasta alcanzar el máximo técnico, el cual también se representa, junto con el mínimo.

Es importante analizar también la reserva caliente del sistema en el despacho horario. El software grafica también estos datos, dando valores de la reserva caliente disponible del sistema a analizar y de la reserva caliente a cumplir por normativa, tanto de alta como de baja en ambos casos:

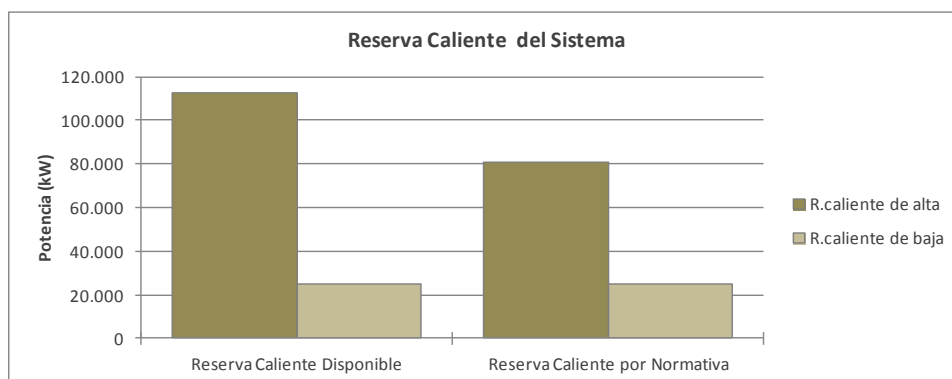


Figura 6.17. Comparativa entre la reserva caliente del sistema, disponible y por normativa (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

6.5.2 TABLAS RESUMEN DE DATOS DE SALIDA

El programa SOWES genera tablas resumen en las que se recogen los datos más relevantes resultantes del estudio. Para cada uno de los supuestos planteados se obtienen las siguientes tablas:

- Resumen del sistema energético. Análisis técnico y económico
- Resumen detallado de equipos de generación eléctrica
- Resumen detallado de datos económicos del sistema eléctrico (reparto de costes, etc.)
- Resumen del sistema hidráulico. Análisis técnico y económico

Estas tablas y los gráficos que las acompañan, permiten una visión rápida y completa del supuesto, facilitando la interpretación de los datos de salida.

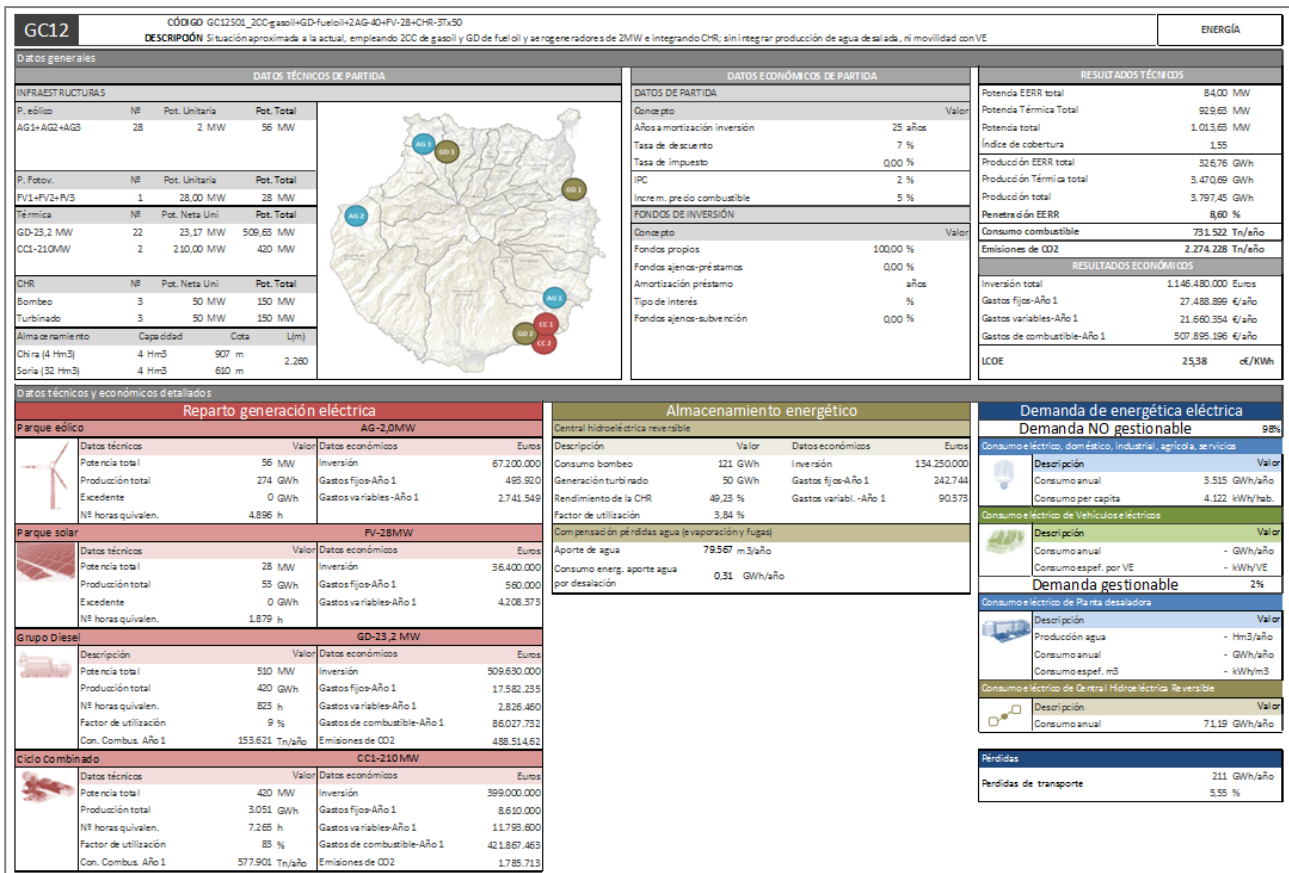


Figura 6.18. Resumen del sistema energético. Análisis técnico y económico (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

PARQUES EÓLICOS	Potencia Instalada (kW)	Producción (kWh)	HorasEquiv Maxima	HorasFunc	HorasEquiv	ConsEspecif (kg/kWh)	Inversión-Año 0 (€)	GastoFijo-Año 1 (€)	GastoVariable-Año 1 (€)	GastoComb-Año1 (€)	GastoEspComb/€ (€/kWh)
AG-2,0MW	56.000	274.154.852	4.896	7.740	4.896	0	67.200.000	493.920	2.741.549	0	0
PARQUES SOLARES	Potencia Instalada (kW)	Producción (kWh)	HorasEquivMaxima	HorasFunc	HorasEquiv	ConsEspecif (kg/kWh)	Inversión-Año 0 (€)	GastoFijo-Año 1 (€)	GastoVariable-Año 1 (€)	GastoComb-Año1 (€)	GastoEspComb/€ (€/kWh)
FV-28MW	28.000	52.604.657	1.879	4.377	1.879	0	36.400.000	560.000	4.208.373	0	0
TERMICA	Potencia Instalada (kW)	Producción (kWh)	Consumo (kg)	HorasFunc	HorasEquiv	ConsEspecif (kg/kWh)	Inversión-Año 0 (€)	GastoFijo-Año 1 (€)	GastoVariable-Año 1 (€)	GastoComb-Año1 (€)	GastoEspComb/€ (€/kWh)
CCL-210MW	210.000	1.525.935.806	289.023.676	8.423	7.266	0	199.500.000	4.305.000	5.896.800	210.987.283	0
CC2-210MW	210.000	1.525.162.681	288.876.959	8.423	7.263	0	199.500.000	4.305.000	5.896.800	210.880.180	0
GD-23,2 MW_1	23.165	70.639.657	25.715.989	6.557	3.049	0	23.165.000	799.193	458.990	14.400.954	0
GD-23,2 MW_2	23.165	64.390.892	23.553.524	6.161	2.780	0	23.165.000	799.193	431.270	13.189.973	0
GD-23,2 MW_3	23.165	58.639.842	21.483.867	5.657	2.531	0	23.165.000	799.193	395.990	12.030.966	0
GD-23,2 MW_4	23.165	53.630.996	19.649.636	5.177	2.315	0	23.165.000	799.193	362.390	11.003.796	0
GD-23,2 MW_5	23.165	47.182.796	17.279.386	4.541	2.037	0	23.165.000	799.193	317.870	9.676.456	0
GD-23,2 MW_6	23.165	37.975.005	13.894.546	3.638	1.639	0	23.165.000	799.193	254.660	7.780.946	0
GD-23,2 MW_7	23.165	27.173.804	9.940.031	2.604	1.173	0	23.165.000	799.193	182.280	5.566.417	0
GD-23,2 MW_8	23.165	18.020.162	6.597.550	1.739	778	0	23.165.000	799.193	121.730	3.694.628	0
GD-23,2 MW_9	23.165	11.620.467	4.262.124	1.134	502	0	23.165.000	799.193	79.380	2.386.790	0
GD-23,2 MW_10	23.165	8.142.130	2.996.636	813	351	0	23.165.000	799.193	56.910	1.678.116	0
GD-23,2 MW_11	23.165	5.562.585	2.059.350	576	240	0	23.165.000	799.193	40.320	1.153.236	0
GD-23,2 MW_12	23.165	4.212.306	1.565.592	446	182	0	23.165.000	799.193	31.220	876.731	0
GD-23,2 MW_13	23.165	3.530.027	1.314.907	378	152	0	23.165.000	799.193	26.460	736.348	0
GD-23,2 MW_14	23.165	3.170.502	1.182.378	342	137	0	23.165.000	799.193	23.940	662.311	0
GD-23,2 MW_15	23.165	2.399.894	895.103	259	104	0	23.165.000	799.193	18.130	501.257	0
GD-23,2 MW_16	23.165	1.547.422	577.151	167	67	0	23.165.000	799.193	11.690	323.205	0
GD-23,2 MW_17	23.165	917.334	342.143	99	40	0	23.165.000	799.193	6.930	191.600	0
GD-23,2 MW_18	23.165	528.162	196.992	57	23	0	23.165.000	799.193	3.990	110.315	0
GD-23,2 MW_19	23.165	213.118	79.488	23	9	0	23.165.000	799.193	1.610	44.513	0

Figura 6.19. Resumen detallado de equipos de generación eléctrica (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

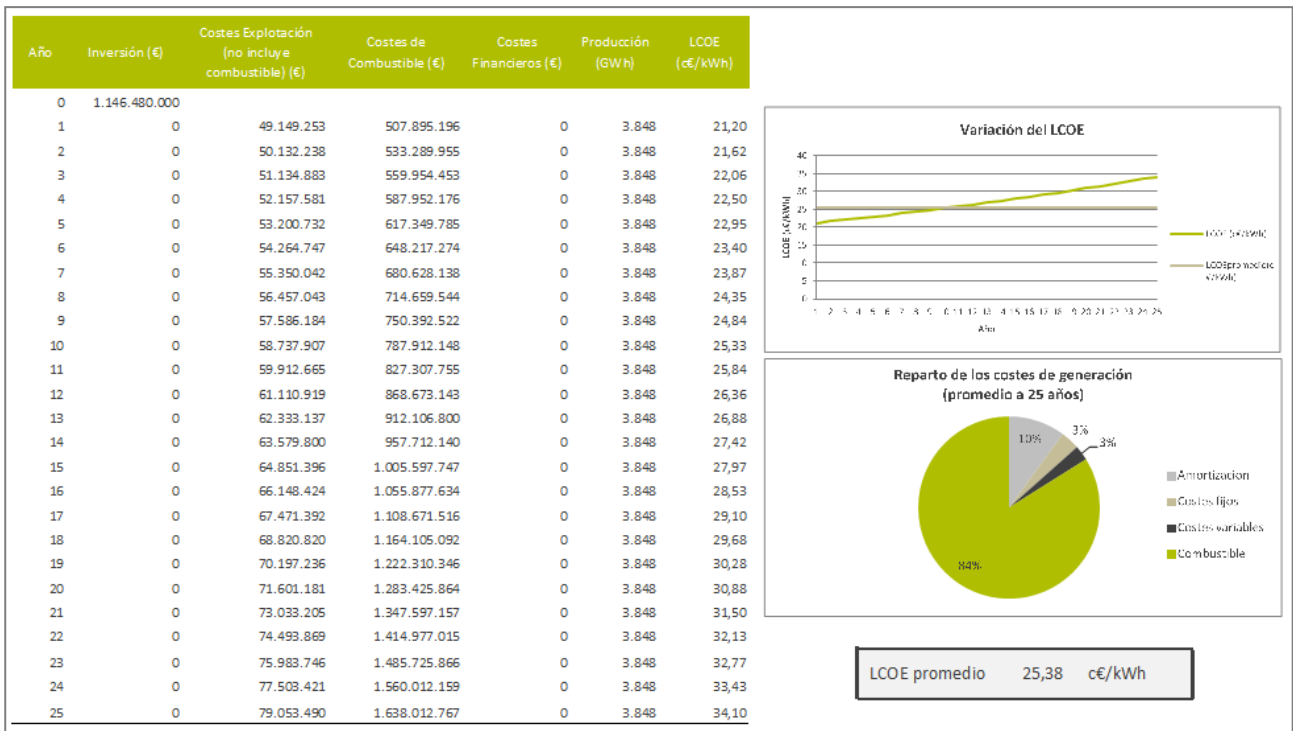


Figura 6.20. Resumen detallado de datos económicos del sistema eléctrico (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

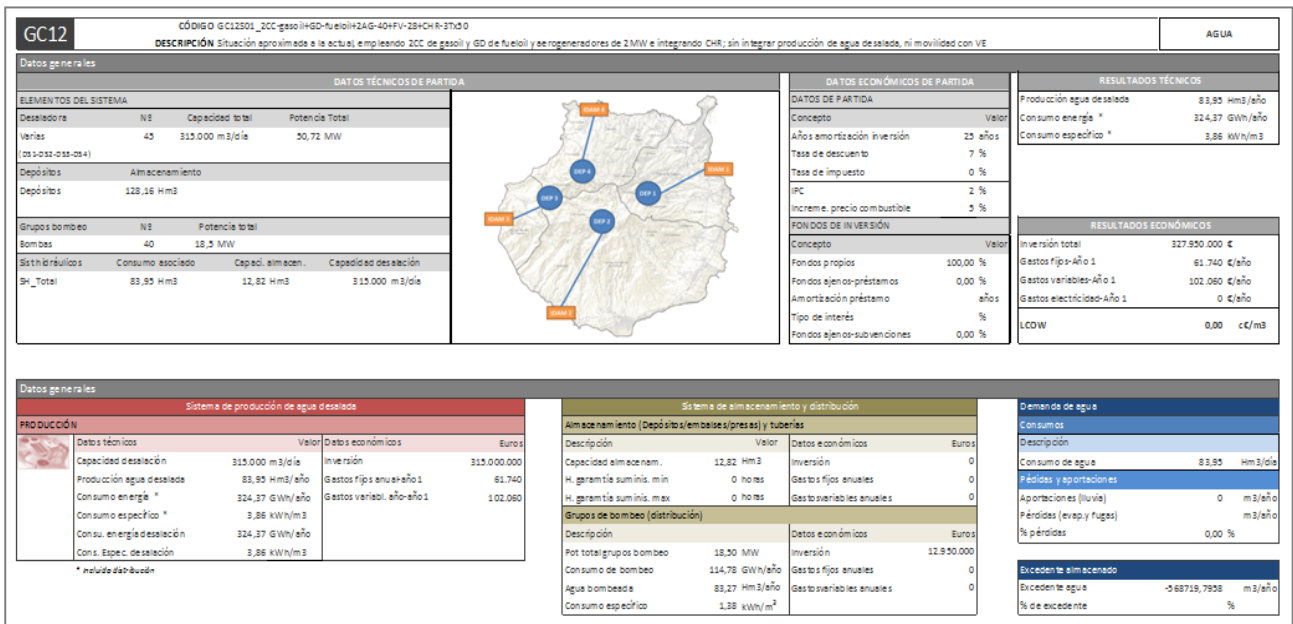


Figura 6.21. Resumen del sistema hidráulico. Análisis técnico y económico (Ejemplo)
Elaboración propia-SOWES

6.6 RESULTADOS GLOBALES DEL SOWES

Como conclusión final genérica con la aplicación del SOWES se pasa de un modelo de generación de energía eléctrica, agua desalada y de transporte interior con elevados costes debido en gran parte a la baja penetración de energía renovable dentro del sistema eléctrico a otro modelo en el que los costes son mucho menores debido sobre todo a la sustitución de energías fósiles por energías renovables.

Con todo ello se consigue reducir sustancialmente los costes de generación de energía eléctrica, de agua y de movilidad, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero e incrementar el nivel de autosuficiencia energética de tal forma que el sistema se blindará frente a previsibles incrementos del precio del combustible o incluso de posibles cortes de suministro.

7 METODOLOGÍA DE TRABAJO EMPLEADA PARA EL DESARROLLO DE ESTE ESTUDIO

La metodología empleada para el desarrollo de este trabajo consta de las siguientes actividades:

1. Análisis en profundidad del sistema energético actual de Lanzarote para la generación de electricidad, producción y almacenamiento de agua y transporte interior, desde los puntos de vista técnico y económico.
2. Simulación del sistema de generación de energía eléctrica actual y comparación con el real, con la finalidad de validar el programa de simulación y los datos de partida introducidos. Se ha escogido como año de referencia el año 2013.
3. Simulación del sistema de generación eléctrico más probable a corto plazo en función de la previsión de la evolución de la demanda de energía eléctrica y la incorporación de nuevos parques eólicos, instalaciones fotovoltaicas y equipos de generación térmicos. Se ha escogido como año de referencia el año 2020.
4. Análisis del modelo de generación eléctrico óptimo en un futuro próximo, considerando una remodelación completa del parque de generación eléctrico actual, seleccionando las tecnologías de generación y de almacenamiento energético existentes en el mercado más adecuadas (nuevos equipos de generación térmicos, eólicos, solares fotovoltaicos,...) para admitir una alta penetración de energías renovables.
5. Integración de la gestión eficiente de la producción (y almacenamiento) de agua dentro del sistema eléctrico, considerándola en un porcentaje como demanda gestionable, con el objetivo de incrementar aún más la penetración de energías renovables en el sistema eléctrico.
6. Integración de la recarga de vehículos eléctricos dentro del sistema eléctrico con alta penetración de energía renovable, con el objetivo de reducir el consumo de combustible global para uso interno (energía eléctrica y movilidad) y las emisiones de gases de efecto invernadero.
7. Simulación del sistema de generación eléctrico óptimo a largo plazo en función de la previsión de la evolución de la demanda de energía eléctrica, de agua y de movilidad, y la incorporación de nuevos parques eólicos, instalaciones fotovoltaicas, equipos de generación térmicos, sistemas de almacenamiento energético, gestión eficiente de la producción y almacenamiento de agua y gestión eficiente de la recarga de vehículos eléctricos. Se ha escogido como año de referencia el año 2038.
8. Análisis de sensibilidad para evaluar el impacto que tendría sobre el sistema óptimo de generación eléctrica, variaciones de las demandas estimadas, variaciones del precio del combustible, ...

