

ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS CANARIOS Y PROPUESTAS PARA EL FUTURO

**(ANALYSIS OF THE EVOLUTION OF CANARY ELECTRICAL SYSTEMS AND PROPOSALS FOR
THE FUTURE)**



TRABAJO DE FIN DE GRADO

Autor: Antonio José Delgado Querales

Tutor académico: Jesús Hernández Hernández

GRADO EN GEOGRAFÍA Y ORDENACIÓN DEL TERRITORIO

FACULTAD DE GEOGRAFÍA E HISTORIA

Curso Académico 2015/2016

San Cristóbal de La Laguna, 1 de Marzo de 2017

Índice de Contenidos

1. Objetivos, fuentes y metodología.....	4
2. Introducción.....	5
3. La energía a diferentes escalas geográficas.....	7
4. Marco legal.....	9
5. El sistema eléctrico canario, análisis general.....	10
6. Evolución y análisis de los diferentes sistemas eléctrico canarios.....	17
6.1. El Hierro.....	17
6.2. La Gomera.....	19
6.3. La Palma.....	21
6.4. Fuerteventura, Lanzarote y La Graciosa.....	23
6.5. Gran Canaria.....	27
6.6. Tenerife.....	30
7. Presentación de un modelo energético alternativo al actual para cada isla.....	31
7.1. El Hierro.....	32
7.2. La Gomera.....	34
7.3. La Palma.....	36
7.4. Fuerteventura-Lanzarote.....	38
7.5. Gran Canaria.....	40
7.6. Tenerife.....	42
8. Conclusiones	46
9. Bibliografía.....	47

1. Objetivos, fuentes y metodología

El objetivo del presente estudio es conocer las características del sistema eléctrico del archipiélago canario mediante la realización de un análisis de la situación actual atendiendo a sus características y singularidades principales para, posteriormente, presentar las diferentes propuestas de los escenarios futuros, y, dentro de estas, ponderar la viabilidad de un sistema basado prioritariamente en recursos propios de renovables. El interés de este escenario es, además del derivado del cambio de paradigma hacia la sostenibilidad, esencial en un ámbito archipelágico, las ventajas de todo tipo (ambientales, territoriales, sociales y económicas) derivadas de la sustitución de combustibles fósiles por energías renovables.

Las fuentes utilizadas para el desarrollo de este trabajo son diversas:

- 1) Múltiples recursos bibliográficos en formato digital y papel; siendo los más importantes el Plan Energético de Canarias (PECAN), los anuarios energéticos publicados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el ordenamiento jurídico que regula el sector de la energía en Canarias y España y las Directrices de Ordenación Sectorial de la Energía. Además han servido de apoyo otros informes como los publicados por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE), informes publicados por la Comisión Europea o por Red Eléctrica de España (REE).
- 2) Utilización de la fuente oral mediante entrevistas que han servido para recopilar información adicional.
- 3) El acceso a información de carácter o ámbito no necesaria o estrictamente académica en conferencias, debates y diversos recursos web.

El resultado aquí presentado responde a una metodología basada en la lectura, comprensión y extracción de información de diversas fuentes bibliográficas y orales para realizar, posteriormente, un trabajo de gabinete donde se procedió a la redacción de este trabajo. A continuación se describe con mayor detalle el modelo metodológico utilizado.

<ul style="list-style-type: none">-Fijar el punto de partida del trabajo de Fin de Grado-Establecer las pautas y fases del trabajo.-Lectura, comprensión y extracción de información de fuentes bibliográficas-Fuente oral (entrevistas, charlas y conferencias relacionadas con la energía en Canarias y España).	<ul style="list-style-type: none">-Realizar mapas utilizando los Sistemas de Información Geográfica (SIG) sobre el potencial de diversas fuentes de energía en el archipiélago, así como, identificación de los lugares idóneos para su implantación y desarrollo.-Realizar y comentar tablas y gráficos de elaboración propia o de fuentes consultadas.-Analizar el cuerpo jurídico que afecta al sector energético canario-Redactar el cuerpo del trabajo	<ul style="list-style-type: none">-Conocer cómo es el funcionamiento del sistema energético en Canarias en la actualidad.-Con los resultados obtenidos, realizar una valoración objetiva del sector energético canario.-Proponer un modelo alternativo cuya base sea las Energías Renovables para cada isla del archipiélago.
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

2. Introducción

El uso de la energía ha acompañado a la actividad de los seres humanos desde la más remota antigüedad. La mera existencia del ser humano exige que éste ingiera alimentos, que no son otra cosa que combustibles biológicos, en las cantidades precisas para llevar a cabo los procesos vitales, así como para realizar el trabajo necesario para sobrevivir. Se calcula que durante la mayor parte de los aproximadamente 4 millones de años que existe el ser humano como especie diferenciada, la media de potencia utilizada por persona se mantuvo, prácticamente constante hasta apenas hace 200 años en unos 125W/ día (Cunningham, 2003).

A medida que la especie humana fue evolucionando, sus necesidades energéticas fueron aumentando a causa de las nuevas actividades y trabajos que desarrollaban. Hasta la llegada de la Revolución Industrial, la utilización de sistemas mecánicos para proporcionar energía se limitaban a los molinos de viento, agua, la leña o el carbón. Cualquier aplicación de estas tecnologías para la realización de trabajos resultaba de poco rendimiento. Fue entonces hace unos 230 años cuando se produjo la denominada Revolución industrial. Los conocimientos acumulados por el ser humano desde el Renacimiento y, en especial, durante la segunda mitad del siglo XVIII, posibilitaron avances técnicos que permitieron realizar trabajos que requerían mucha más energía que la que podían suministrar los músculos de personas o animales. Ello se logró aprovechando la energía liberada en la combustión de un combustible de origen biológico, el carbón, que aparecía concentrado en yacimientos, para accionar máquinas de vapor. Las mayores temperaturas que era posible alcanzar, y la mayor cantidad de trabajo que podía desarrollarse, dieron lugar a avances en la producción de nuevos materiales, los cuales, a su vez, permitieron perfeccionar las máquinas, con lo que su eficacia aumentaba (Cunningham, 2003).

Durante el primer tercio del siglo XIX, aproximadamente hacia 1825-30, se pudo avanzar en la aplicación práctica de la máquina de vapor, que daría comienzo a la era contemporánea; se trataba de la primera herramienta que no utilizaba fuerzas o tracción de origen animal, y que comenzó a emplearse industrialmente. Más adelante, la introducción de los motores de combustión interna que consumen combustibles fósiles derivados del petróleo llevó a la civilización a disfrutar de un alto grado de confort en el hogar y en el trabajo. Se empezaron a utilizar cada vez más los motores térmicos y eléctricos, en una época en que el todavía relativamente escaso consumo, no hacía prever un agotamiento de las fuentes, ni otros problemas ambientales que más tarde se presentaron. La nueva sociedad que nació de la Revolución Industrial trajo también nuevas demandas de energía. Con la máquina de vapor aparecieron inventos revolucionarios que mejoraron los medios de transporte, como la locomotora que George Stephenson construyó en 1825 (Cunningham, 2003).

Sin embargo, a pesar de que este sistema de locomoción era seguro y eficaz, consumía grandes cantidades de carbón para convertir la energía calorífica en mecánica; el rendimiento que producía era inferior al 1%. Aún hoy día se consume gran cantidad de energía para producir un rendimiento muy inferior; por ejemplo, una central eléctrica que utilice carbón o petróleo rinde menos del 40%, y en el caso de un motor de combustión interna incluso menos del 20%. Esta pérdida de rendimiento es a causa de las leyes físicas; la energía que no utilizamos (o no somos capaces de aprovechar) no se pierde sino que se transforma; en los casos de combustión interna, por ejemplo, el resto de energía que no aprovechamos se disipa en forma de calor. Por ello, una lucha tecnológica constante es la de mejorar el rendimiento de las máquinas para aprovechar al máximo la energía. La enorme demanda de carbón comenzó a declinar con la comercialización del petróleo y sus derivados. El número de compañías petrolíferas creció en proporción a los nuevos mercados que se crearon: transportes, energía, calefacción, etc. La búsqueda de yacimientos petrolíferos fue una constante ante las expectativas que se intuían. Oriente próximo se convirtió en una zona sensible, siendo Gran Bretaña la que estableció en Irán en 1941 el primer campo petrolífero (Cunningham, 2003).

El sector de la energía se erige como un pilar básico en todas las sociedades del mundo contemporáneo, no solo por la actividad que genera el propio sector energético, sino que constituye un servicio esencial para el interés general ya que regula y hace posible el resto de sectores productivos; en definitiva, el papel de la energía es vital para un buen desarrollo económico y humano (Cunningham, 2003).

La segunda guerra mundial generó grandes demandas de combustibles, siendo las empresas de Estados Unidos las que se expandieron con mayor éxito por todo el mundo; de hecho, en 1955 las dos terceras partes del petróleo del mercado mundial, salvo el bloque soviético y América del Norte, eran suministradas por cinco empresas de petróleo de Estados Unidos. A la vez, Oriente Próximo se convirtió en la mayor reserva de crudo del mundo. En 1973 la creciente demanda de energía del mundo desarrollado sufrió una acusada crisis. Los países árabes productores de petróleo embargaron el suministro de crudo a Estados Unidos, y recortaron su producción, generando alarma entre todos los implicados, productores y consumidores. Una segunda crisis del petróleo se daría de nuevo en 1978 cuando fue destronado el Sha de Persia; la producción de Irán cayó a niveles mínimos. En 1980 el crudo se había revalorizado 19 veces en comparación con 1970.

Desde 1973 el precio del crudo ha ido en constante aumento, ante esa situación, los mercados que hasta entonces se habían consolidado en el petróleo y gas, dieron nuevas expectativas al carbón que había quedado rezagado, convirtiéndose en la alternativa en costes para las industrias, muy especialmente las centrales eléctricas. De esta forma el carbón comenzó a recuperar el mercado perdido. Hacia la década del 1970 las energías renovables se consideraron una alternativa a las energías tradicionales, tanto por su disponibilidad presente y futura garantizada (a diferencia de los combustibles fósiles que precisan miles de años para su formación) como por su menor impacto ambiental en el caso de las energías limpias, y por esta razón fueron llamadas energías alternativas. Actualmente muchas de estas energías son una realidad, no una alternativa (Cunningham, 2003).

A partir de 1973 hasta la fecha la demanda energética ha aumentado considerablemente a causa del desarrollo industrial, el consumo en los hogares y el constante crecimiento y hegemonía de la globalización, éste último se define como un proceso económico, tecnológico, político y cultural a escala planetaria que consiste en la creciente comunicación e interdependencia entre los distintos países y territorios del mundo uniendo sus mercados, sociedades y culturas, a través de una serie de transformaciones sociales, económicas y políticas que les dan un carácter global. Para que todo esto sea posible es necesaria una red de transportes potente y eficaz en el que las mercancías, las personas, la información etc. lleguen a su destino, por lo tanto el sector transportes (marítimo, aéreo, terrestre y en los últimos años el virtual) necesitan de grandes cantidades de energía para su funcionamiento principalmente aportada por los derivados del petróleo siendo este sector uno de los principales agentes contaminadores del planeta y causante en gran parte de los efectos asociados al hombre del cambio climático.

En la primera década del siglo XXI se han desarrollado importantes avances tecnológicos que permiten un mayor aprovechamiento de la energía, es lo que se denomina la eficiencia energética. Para abordar esta idea es necesario tener claro una serie de conceptos básicos. La energía que se produce en las centrales eléctricas se denomina energía primaria, al recorrer por la líneas de alta tensión, pasar a los transformadores que la convierten en electricidad de media y baja tensión hasta que llega a nuestros hogares, ha habido pérdidas de energía en el transcurso, por lo tanto la energía que consumimos se denomina energía útil; pero a su vez, toda la energía final que se consume no es energía útil para nuestras finalidades ya que cuando encendemos una bombilla, por ejemplo, toda la energía no se transforma en luz sino que una parte se transforma en calor. Por lo tanto, la eficiencia energética es el uso eficiente de la energía, de esta manera optimizar los procesos productivos y el empleo de la energía utilizando lo mismo o menos para producir más bienes y/o servicios (Instituto Tecnológico de Canarias y Cabildo de Tenerife, 2012). Esto se consigue con mejoras tecnológicas en los sistemas consumidores de energías, es el caso de los electrodomésticos que cada vez consumen menos recursos y se obtienen mayores y mejores resultados o los vehículos que han reducido considerablemente la cantidad de combustible que consumen.

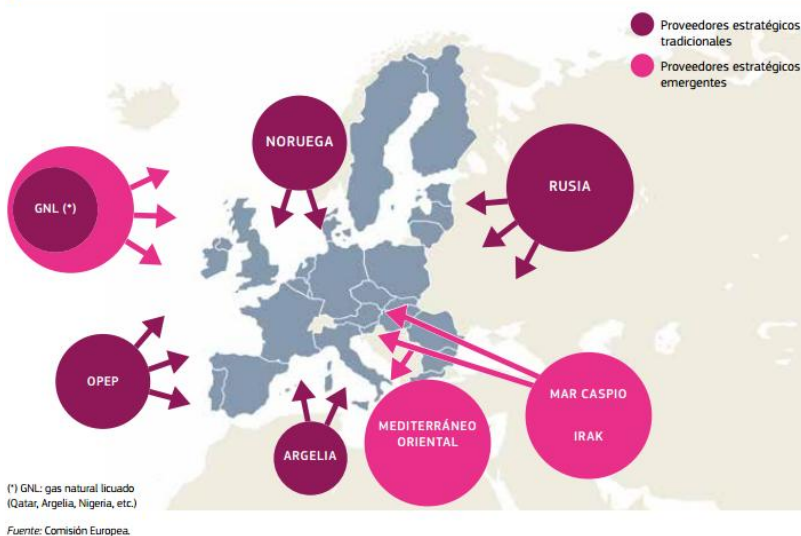
3. La energía a diferentes escalas geográficas

A nivel global, el petróleo se configura como el motor del sector energético aunque en los países desarrollados se tiende a una bajada en el consumo de energía gracias a medidas de eficiencia energética, decisiones políticas que tienden a desarrollar ideas afines con la noción del desarrollo sostenible, como los continuos avances tecnológicos en todas las materias que permiten aumentar la eficiencia energética o el progresivo avance de las energías renovables en el mix de generación eléctrica; a pesar de ello, en las últimas décadas, el sector se ha caracterizado en por:

1. Tendencia al alza de la demanda energética. Se prevé que en 2030 se alcance un crecimiento del 2% anual de demanda energética, protagonizado por los países en vías de desarrollo, mientras que en los países desarrollados se reduzca la intensidad energética en un 1,2% a causa de avances tecnológicos, cambios económicos y políticos y por un incremento del coste de la energía (International Energy Agency, 2015).
2. Continuas fluctuaciones en el precio de las fuentes fósiles, que repercute directamente en el precio de producción y venta de la energía. Nuevas técnicas de extracción de reservas de petróleo y gas no convencionales y sobreproducción de barriles de petróleo (entre otras causas) han provocado el desplome de los precios del barril (BRENT) (International Energy Agency, 2015).
3. Elevada dependencia de los combustibles fósiles (petróleo, Gas Natural y carbón) en el *mix* energético mundial que genera conflictos geoestratégicos y geopolíticos (86,3% combustibles fósiles, energía nuclear 4,4%, energías renovables 9,3%). Además, se prevé que esta tendencia siga para las próximas décadas; sin embargo, con el inminente fin del petróleo, el Gas Natural irá adquiriendo cada vez mayor peso debido a que sus reservas aún son abundantes, por lo que se espera que aumente considerablemente su participación en la producción de energía a nivel mundial (British Petroleum, 2015).

El sector de la energía en Europa viene caracterizado por una fuerte dependencia de los combustibles fósiles que comporta el 75% del *mix* energético; no obstante, el último año se ha distinguido por una reducción del consumo de energía del 3,9% gracias a un aumento de la eficiencia energética. Cabe destacar que las Energías Renovables están adquiriendo cada vez mayor importancia en la producción de energía en el continente representando un 7,4% del conglomerado energético aunque ese porcentaje aún siga estando lejos del compromiso de la Unión Europea en generar el 20% del consumo de energía a partir de fuentes renovables y aumentar la eficiencia energética un 20% para 2020 (British Petroleum, 2015), (Comisión Europea, Dirección General de Comunicación, 2013).

¿DE DÓNDE VIENEN EL PETRÓLEO Y EL GAS QUE SE IMPORTAN EN EUROPA?



Para su abastecimiento de energía, Europa depende del exterior. La Unión Europea (UE), segunda economía mundial, consume una quinta parte de la energía que se produce en el mundo, pero cuenta con muy escasas reservas (principalmente reservas de crudo o gas). La dependencia energética de Europa tiene enormes consecuencias para nuestra economía. Compramos el petróleo a Rusia y a los países de la OPEP (Organización de los Países Exportadores de Petróleo), y el gas a Argelia, Noruega y Rusia. Todo eso representa una pérdida de riqueza para Europa de más de 350 000 millones de euros al año, que no deja de aumentar. No tenemos otra opción: los países de la UE deben ser

eficaces, ambiciosos y solidarios si quieren diversificar sus fuentes de energía y sus rutas de suministro (Comisión Europea, Dirección General de Comunicación, 2013).

La dependencia del exterior en el abastecimiento energético de la Unión Europea la obliga a tomar otro rumbo si quiere reducir los costes energético, este rumbo pasa por un concepto ya tratado en este trabajo, se trata de la eficiencia energética y es que, aunque no sea un objetivo fácil la UE debe consumir mejor y de manera más eficaz. La eficiencia energética forma parte de los objetivos esenciales de la Unión Europea para 2020. Los líderes europeos decidieron reducir de aquí a 2020 nuestro consumo total de energía en un 20 % respecto de los niveles de 1990. Para conseguirlo, la Unión Europea debe alentar a los países europeos a acabar con el derroche de energía en la utilización de los aparatos eléctricos, la industria, el transporte y el gasto en edificios; éste último representan el 40 % del consumo energético y emiten el 36 % del total de gases de efecto invernadero en la UE, el 80 % en forma de calor. Otro elemento en el que la UE pretende actuar es en la modernización y desarrollo de las redes eléctricas, de hecho la Unión prevé una inversión de más de 1 billón de euros en las próximas décadas en este aspecto (Comisión Europea, Dirección General de Comunicación, 2013), (Comisión Europea, 2011).

Desde el punto de vista estatal, el sector está caracterizado por la elevada dependencia exterior (a causa de carecer de recursos propios), poca diversificación del parque energético, situación de sobre capacidad del parque de generación eléctrica, poca competitividad en los precios de generación, poca conectividad con el sistema europeo, entre otros. Para entender algunos cambios acaecidos en la evolución de la demanda energética se debe realizar una breve síntesis de la evolución económica en España. Si consideramos los años anteriores a la actual crisis, el PIB creció a una media del 2,9% anual en el período 1990-2008, destacando el período 1993-2007, durante el cual se experimentó un crecimiento medio del 3,5%. Mientras que en la década 1990-2000 el sector secundario incrementó su peso en la economía, en el periodo 2000-2010 el sector terciario fue incrementando su participación en el PIB en detrimento del sector industrial. Esto se tradujo en que hasta 2005 el crecimiento del consumo energético fue continuo especialmente en el consumo eléctrico y carburantes, este crecimiento coincide con una etapa de fuerte crecimiento económico aportado por el sector servicios y la construcción. En los años posteriores al estallido de la crisis mundial dio lugar a la reducción de la actividad en los sectores consumidores; concretamente, el estancamiento de la construcción desde el año 2008 provocó un descenso de actividad de los sectores industriales asociados a la misma, como pueden ser el del cemento, vidrio, cerámica, acero, entre otros, los cuales tienen una participación muy significativa en el valor añadido de la industria y que son muy intensivos en consumo energético. Por su parte, la participación el sector comercial y de servicios ha ido en aumento en los años sucesivos, aunque el consumo energético y la intensidad energética¹ sea ésta baja comparada con la de los sectores industriales (Boletín Oficial de Canarias núm. 25; 2198, 2011)

Si bien en los últimos años la demanda de energía primaria descendió un 6% (2012) a causa de la difícil situación económica que atraviesa el país y a la bajada de la actividad productiva, ésta no era la tendencia en los años anteriores a la crisis cuyo crecimiento de la demanda era del 2,7% entre 1995-2009 y la intensidad energética ascendía al 7% durante el mismo periodo (Economics for energy, 2014). Por ello, el sistema español debe abogar por una reducción de la dependencia del exterior diversificando el mix energético, un desarrollo y modernización de las redes de transportes de electricidad, un avance tecnológico que permita la renovación de los elementos consumidores de energía y así aumentar la eficiencia energética y apostar por un modelo que permita aprovechar los recursos propios, que curiosamente pasa por una apuesta firme en *“las renovables”* (Dirección General de Energía y Minas, 2013), (Price water house Coopers, 2010), (Ministerio de Industria, energía y turismo, 2013).

¹ La **intensidad energética** es un indicador de la eficiencia energética de una economía. Se calcula como la relación entre el consumo energético (E) y el producto interior bruto (PIB) de un país

4. Marco legal

El marco legal proporciona las bases sobre las cuales las instituciones construyen y determinan el alcance y naturaleza de la participación política. El marco legal que regula el sistema energético en general y el eléctrico en particular se encuentran un buen número de provisiones regulatorias y leyes interrelacionadas entre sí a diferentes escalas administrativas.

Normativa europea

- **La Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009**, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, establece un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables (IDAE).
- DIRECTIVA 2012/27/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE (Diario Oficial de la Unión Europea).

Normativa estatal que regula el sector en Canarias

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (**DEROGADA**) (BOE).
- REAL DECRETO 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (**derogada por la Ley 24/2013 y sustituido por el RD 738/2015**).
- REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (BOE 15 junio 2010).
- Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (BOE 30 octubre 2013).
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Se deroga la ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico
- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (BOE 1 agosto 2015).

Normativa autonómica

- LEY 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.
- LEY 8/2005, de 21 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.
- Decreto 161/2006, de 8 de noviembre, por el que se regulan la autorización, conexión y mantenimiento de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.
- Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.
- LEY 2/2011, de 26 de enero, por la que se modifican la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario y la Ley 19/2003, de 14 de abril, por la que se aprueban las Directrices de Ordenación General y las Directrices de Ordenación del Turismo de Canarias.
- DECRETO 133/2011, de 17 de mayo, sobre el dimensionamiento de las acometidas eléctricas y las extensiones de redes de distribución en función de la previsión de carga simultánea.

- Decreto 6/2015, de 30 de enero, por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques eólicos en Canarias.
- Plan Energético de Canarias (PECAN), horizonte 2015. Aunque su horizonte temporal fuese 2015, sigue estando vigente mientras no haya otra regulación que lo sustituya.

5. EL SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO, ANÁLISIS GENERAL

El sistema energético canario se enmarca dentro de la ordenación del sistema eléctrico español en los llamados sistemas energéticos insulares y extrapenínsulares referido a las Islas Baleares, Islas Canarias, Ceuta y Melilla, una diferenciación genérica que se realiza a los territorios que presentan una serie de características y singularidades que los difiere del sistema peninsular. Estos sistemas se distinguen por ser de reducido tamaño, elevada vulnerabilidad del suministro, dependencia casi absoluta del exterior, sistemas de generación aislada y alto consumo energético por una elevada densidad demográfica entre otras consideraciones; todos estos factores dan como resultado el elevado coste estructural de producción de energía en estos subsistemas (Boletín Oficial del Estado Núm. 260, 2013).

Sin embargo, la nomenclatura de “sistemas insulares y extrapenínsulares” de forma genérica no es representativo debido a que los tres subsistemas que enmarca esa conceptualización presentan diferencias claras. Por su parte, el sistema balear, a diferencia del canario, tiene una serie de interconexiones entre islas (Mallorca-Menorca, Ibiza-Formentera) y entre éstas con la península (Península-Mallorca) en corriente continua lo que permite integrar parte de los costes de producción dentro del sistema peninsular y reducir su monto global. Algo parecido podría ocurrir con una interconexión entre la Península y la Ciudad Autónoma de Ceuta no siendo extrapolable a la Ciudad Autónoma de Melilla (Boletín Oficial del Estado Núm. 260, 2013).

El subsistema canario presenta una serie de dificultades con respecto a las regiones nombradas anteriormente que se podrían englobar en las expuestas en las Directrices de Ordenación Sectorial de la Energía (Gobierno de Canarias y Gesplan, 2013):

- Sistemas aislados de reducido tamaño, concretamente 6 subsistemas, uno por cada isla, a excepción de Fuerteventura y Lanzarote que están interconectados por un cable de corriente continua, esto complica el correcto aprovechamiento de las energías renovables.
- Imposibilidad de interconectar el subsistema al sistema peninsular, de la misma manera que el resto de subsistemas extrapenínsulares, por la lejanía del archipiélago a la Península.
- Poca diversificación energética, basado en los combustibles fósiles y en el que las fuentes de energía renovables tienen poca participación. Esto, unido a la escasez de recursos convencionales propios, genera una elevada dependencia exterior que, a su vez, aumenta la vulnerabilidad del sector ante los continuos cambios del precio del petróleo, sobre todo para los combustibles más ligeros (gas oil), más caros que los combustibles pesados (fuel oil).
- Las islas capitalinas son las únicas que cuentan con unidades de vapor y de ciclo combinado, en el resto de las islas se genera a partir de motores Diesel.
- El modelo energético actual entra en conflicto con las exigencias medioambientales transmitidas por la Unión Europea. Entre los cuales entran la reducción de la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y el aumento de la presencia de fuentes de energías renovables.
- Elevado coste de generación eléctrica convencional que produce al incremento del ya elevado déficit tarifario compensado vía impuestos a nivel estatal.
- Falta de coordinación entre los agentes competentes en materia energética, ambiental, territorial y poca colaboración entre el Gobierno Central, Gobierno Autonómico e insular.
- Desequilibrios entre zonas de producción energética y zonas de consumos en todas las islas.
- Alta demanda energética debido al motor productivo del archipiélago, el turismo.

- El mayor consumo de energía se produce en el sector transporte (terrestre, marítimo y aéreo).
- Ausencia de sistemas de almacenamiento energético en el archipiélago (a excepción de algunos enclaves localizados como la central hidroeléctrica La Gorona del Viento, El Hierro).
- Un cuerpo legislativo laxo en cuestiones medioambientales.
- Largos y complejos trámites administrativos que retrasan la ejecución de proyectos energéticos afectando principalmente la instalación fuentes renovables.

Como es conocido, tras las sucesivas reformas eléctricas en orden a la desregulación y aumento de la competencia, y singularmente la Ley del Sector Eléctrico, de 1997, el sistema eléctrico español está dividido en los tres ámbitos; producción, transporte y distribución. Si bien en el primero y tercero se ha abierto el mercado a la competencia de productoras y comercializadoras, en el segundo, de carácter estratégico, funciona una sola empresa, fuertemente regulada: Red Eléctrica Española (REE) que desde 2007 de forma nominal (Boletín Oficial del Estado Núm. 260, 2013), y desde 2010 de forma efectiva es el único operador (establece la vinculación entre las expectativas de la demanda y opera en consecuencia el flujo procedente de los sistemas de producción, canalizándolos) del sistema eléctrico de España, y propietaria de toda la red española de Alta Tensión.

En Canarias, al igual que el resto del territorio español, la responsabilidad sobre la operación y transporte de la electricidad concierne a Red Eléctrica de España S.A. Sin embargo, La Comunidad Autónoma tiene competencia exclusiva de la planificación a corto y largo plazo de las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía, el desarrollo y la ejecución de la normativa básica sobre la generación, el transporte, la distribución y la comercialización, el otorgamiento de las autorizaciones, la inspección del cumplimiento de las especificaciones técnicas y económicas, a sancionar las infracciones tipificadas y a colaborar con la administración estatal, así como solicitar apoyo a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico; según lo establecido en la Ley 11/1997 de Regulación del Sector Eléctrico Canario (Boletín Oficial de Canarias Núm. 158, 1997).

De manera periódica, la Comunidad elabora un informe de carácter indicativo, el Plan Energético de Canarias (PECAN), sobre planificación energética que marca una estrategia de futuro a corto y medio plazo. Se han publicado tres PECAN, en 1986, 1989 y 2006, cada uno con sus revisiones correspondientes. Entre los objetivos principales del PECAN se encuentran garantizar el suministro de energía en el archipiélago, incentivar un uso racional de la misma, fomentar las energías renovables, compatibilizar la política energética con políticas medioambientales y su objetivo más ambicioso, que el 20% del consumo de energía primaria venga ofrecida por fuentes de energía renovables en 2015. Lamentablemente, ninguno de los sucesivos PECAN han cumplido sus objetivos, lo que ha provocado una pérdida de influencia y competencia en el sector, sin hablar de que se trata de un documento ya obsoleto. Aunque se haya rebasado el horizonte establecido por el propio documento, éste sigue vigente al no haber otra regulación que lo sustituya.

Las DOSE son un instrumento de planeamiento energético de carácter indicativo que surge a partir de las Directrices Generales de Ordenación como lo establece el Texto Refundido 1/2000 de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y de Espacios Naturales de Canarias y se extenderán hasta 2020. Entre sus objetivos están; promover la competitividad económica, aprovechar las fuentes autóctonas de energía que posee el archipiélago, obtener un 8% de abastecimiento de energía mediante renovables para 2020 y concretamente, obtener cerca del 40% de la electricidad a partir de las fuentes renovables. Actualmente se encuentran en aprobación inicial, por lo tanto, no tienen competencias reguladoras.

El Plan de Acción de la Estrategia Europa 2020 en Canarias, un documento redactado por el Gobierno de Canarias, cuyo objetivo es plasmar las directrices impuestas por la Unión Europea para su correcta ejecución en territorio canario.

En un rango jerárquico inferior se encuentran los Cabildos Insulares que también tienen una serie de competencias desde el punto de vista energético ya que cualquier proyecto debe estar en concordancia con lo establecido en los Planes Insulares de Ordenación de cada isla.

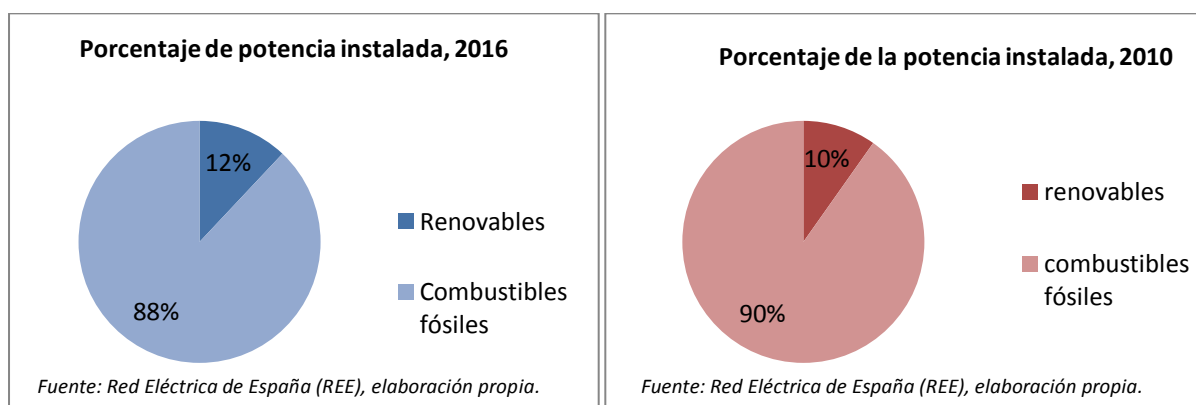
En el último escalafón encontramos a los ayuntamientos que son los encargados en otorgar las licencias de obra y apertura, esta última se concede si está de acuerdo con el Plan General de Ordenación.

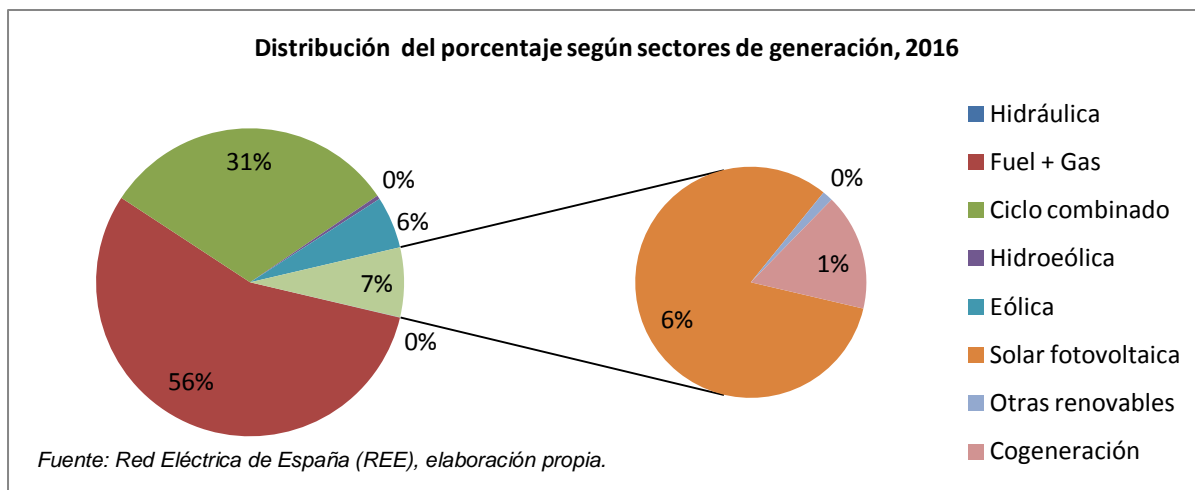
El archipiélago canario representa solo el 4,5% de la población total a nivel estatal, no obstante presenta una densidad de población de 282,03 hab./ km², situándose en la quinta región española con mayor densidad demográfica. A esto se le suma que el archipiélago es un referente turístico a nivel mundial, tal es el caso que en 2015 se batió el record histórico de número de visitantes a las islas, más de 13 millones de turistas escogieron a Canarias como lugar vacacional en algún mes del año (Canarias7, 2016). A eso hay que añadir que el parque automovilístico del archipiélago alcanza 1.488.512 vehículos siendo la segunda comunidad autónoma con más vehículos por kilómetro cuadrado con 200 vehículos por km², solo superado por la Comunidad de Madrid (no se contemplan las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Hay que tener en cuenta la dependencia extrema del mercado exterior, no solo desde el punto de vista energético con el abastecimiento de combustibles fósiles para la generación de electricidad y para el transporte sino en el aprovisionamiento constante de todas las materias primas y elaboradas que hacen posible mantener el estado de bienestar; por ello, el transporte marítimo y aéreo se convierte en vital para el archipiélago.

En Canarias, las tecnologías de generación eléctricas están basadas principalmente en la utilización de combustibles fósiles (fuel-oil y gas), concretamente, estas tecnologías representan el 88% de la potencia instalada (Red eléctrica de España, 2016) mientras que solo un 12% corresponde a la potencia instalada de Renovables, principalmente constituido por parques eólicos y solares fotovoltaicos. A diferencia del sistema eléctrico peninsular, con un mix de generación más diversificado, el parque de generación canario está sustentado por derivados del petróleo lo que hace al sistema muy vulnerable a los continuos cambios del precio del petróleo. A pesar de que, al estar integrado en el sistema eléctrico español, los precios de la energía suministrada (las tarifas) son uniformes e iguales que los del resto de España según tramos, por lo que deben arbitrarse mecanismos de compensación de los sobrecostes de producción, objeto de creciente debate y controversia. Se estima en unos 900-1.400 millones de euros anuales corresponden al sobrecoste de generación eléctrica (depende sustancialmente de los precios de los combustibles petrolíferos) en el sistema extrapeninsular canario.

La mayor parte de generación eléctrica convencional se produce en las centrales térmicas (56% sobre el total de la potencia instalada en 2016) y los motores de ciclo combinado (31%), esta última tecnología solo se encuentra en las islas capitalinas ya que sus dimensiones se adaptan mejor a lo que requiere los motores de ciclo combinado; sin embargo, el parque generador de las islas no capitalinas está compuesto por motores Diesel a causa de las pequeñas dimensiones de los sistemas eléctricos en estas islas.

Si se compara con la potencia instalada en 2010 solo se observa un ligero aumento de Renovables del 2%, este aumento correspondería fundamentalmente a la puesta en marcha de la central hidroeléctrica Gorona del Viento en El Hierro y el aerogenerador de la empresa Gamesa en Arinaga.





Cabe destacar que los costes de generación por medio de fuentes derivadas de combustibles fósiles son mayores que la generación con fuentes renovables, esto hace que la inversión en las *Energías Renovables* cuenten con mayor competitividad en la comunidad canaria con respecto a la generación convencional y un menor coste de generación se traduciría en una reducción considerable del déficit de tarifa. Sin embargo, la dispersión de generación, su baja gestionabilidad y la incertidumbre en su predicción son un problema a combatir en los próximos años para que tengan mayor peso en el mix eléctrico y el sistema pueda ofrecer una correcta seguridad de suministro a la sociedad canaria.

A continuación se analiza la evolución de la demanda de energía eléctrica en el sistema Lanzarote-Fuerteventura, a partir de las producciones y consumos de energía y las puntas de demanda o potencias máximas demandadas. La demanda de energía eléctrica está estrechamente ligada con la producción eléctrica, por lo tanto y en consonancia con la coyuntura económica que atraviesa Canarias desde el 2008, la producción eléctrica ha disminuido notablemente en los últimos años.

Evolución de la producción anual bruta de energía eléctrica en Canarias, desglosada por origen

Año	Centrales térmicas		Refinería y cogeneración		Renovables		Total	
	GWh	Δ (%)	GWh	Δ (%)	GWh	Δ (%)	GWh	Δ (%)
1995	4.356,1	-	614,6	-	64,7	-	5.035,4	-
2000	6.107,8	40,2%	528,9	-13,9%	244,6	278,1%	6.881,3	36,7%
2002	6.829,7	11,8%	493,2	-6,7%	360,8	47,5%	7.683,7	11,7%
2004	8.040,1	17,7%	384,4	-22,1%	340,0	-5,8%	8.764,5	14,1%
2005	8.444,7	5,0%	320,1	-16,7%	332,3	-2,3%	9.097,1	3,8%
2006	8.885,9	5,2%	273,1	-14,7%	333,7	0,4%	9.492,7	4,3%
2007	9.123,9	2,7%	260,3	-4,7%	395,6	18,5%	9.779,8	3,0%
2008	9.170,5	0,5%	276,1	6,1%	665,8	68,3%	10.112,4	3,4%
2009	8.789,7	-4,2%	302,5	9,6%	533,6	-19,9%	9.625,8	-4,8%
2010	8.694,9	-1,1%	183,9	-39,2%	534,6	0,2%	9.413,4	-2,2%
2011	8.642,1	-0,6%	129,5	-29,6%	596,5	11,6%	9.368,1	-0,5%
2012	8.578,0	-0,7%	195,4	50,9%	625,9	4,9%	9.399,3	0,3%
2013	8.320,5	-3,0%	99,4	-49,1%	658,8	5,3%	9.078,6	-3,4%
Tasa interanual de crecimiento (%)								
13/12	-3,0%	-	-49,1%	-	5,3%	-	-3,4%	-
13/08	-1,9%	-	-18,5%	-	-0,2%	-	-2,1%	-
13/06	-0,9%	-	-13,5%	-	10,2%	-	-0,6%	-

Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

En 2013 la producción bruta de energía fue de 9078,6 GWh, lo que significó una disminución del 3,4% con respecto al año anterior. Concretamente, 2009 fue el año donde se empieza a apreciar decrecimiento en la producción de energía, a causa de la crisis económica que azotó al mundo y al archipiélago, obteniendo datos negativos en todos los análisis, en el periodo entre 2008-2013, se observa una tasa de decrecimiento del 2,1%. Sin embargo, en el mismo periodo se observa un dato positivo que llama la atención, la participación de las energías renovables aumenta un 5,8% llegando hasta los 658,8 GWh en el último año

del periodo mientras que la producción en las centrales térmicas disminuyó un 3% llegando hasta los 8.320,5 GWh. Si se compara este periodo con los años previos a la crisis (2003-2008), se observa un incremento en la producción energética del 4,2% anual siendo las renovables las que estaban a la cabeza con un 13% de aumento anual, mientras que las centrales térmicas tenían un balance positivo del 4,2% anual. En cuanto a los sistemas de cogeneración y refinería llevan una tendencia negativa a lo largo de toda la serie, siendo en el periodo previo a la crisis una tasa del -7% anual, aunque en el segundo periodo de la serie se observa una caída en negativo del 49,1% (Consejería de empleo, industria y comercio, Gobierno de Canarias, 2013).

A la producción bruta se le debe restar las pérdidas sufridas en la distribución y transporte de la energía eléctrica, en 2013 las pérdidas por este motivo fueron de 613 948 MWh, lo que se traduce en un 7% sobre el total producido, siendo las que más pérdidas registran, Tenerife y La Gomera con un 8,6 y 8,3 respectivamente y la isla que menos pérdida representa es El Hierro con un 4,5%.

Una vez analizada la producción bruta de energía eléctrica se procede al análisis de la energía puesta en la red. Se entiende por "Red" al Sistema de Distribución de Energía Eléctrica, es la parte del sistema que se encarga del suministro eléctrico y hacer llegar la energía a los consumidores.

En 2013, la energía vertida en la red fue de 8622 GWh siendo las islas capitalinas las encargadas de verter el 80% de la misma. En el archipiélago se presencié una disminución del 3% con respecto al año 2012 a excepción de El Hierro que consiguió su máximo histórico con 44,02 GWh, coincidiendo su máximo anual con la festividad de la "bajada de la virgen", época en que la isla es receptora de una gran cantidad de turistas venidos de otras islas como de otras partes del mundo para presenciar esta festividad con alto valor cultural, histórico y religioso.

Evolución de la energía eléctrica anual puesta en red en Canarias, por islas

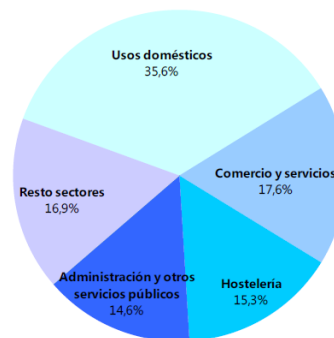
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	Δ Canarias
1985	1.020,72	794,24	49,16	147,59	80,71	13,14	6,56	2.112,12	-
1990	1.594,02	1.253,91	293,94	143,78	103,68	22,35	10,84	3.422,52	62,0%
1995	2.065,04	1.691,40	386,92	228,23	149,04	33,23	16,61	4.570,47	33,5%
1996	2.128,61	1.761,06	405,48	258,54	149,10	33,67	17,29	4.753,75	4,0%
1997	2.254,22	1.899,19	444,47	272,14	155,20	36,36	19,47	5.081,05	6,9%
1998	2.385,35	2.046,16	487,12	293,12	171,13	40,33	21,18	5.444,39	7,2%
1999	2.544,88	2.201,96	543,91	309,77	183,17	44,56	22,28	5.850,53	7,5%
2000	2.720,37	2.367,53	594,66	341,58	198,06	47,14	22,99	6.292,33	7,6%
2001	2.836,87	2.547,23	608,11	418,85	193,92	50,76	26,20	6.681,94	6,2%
2002	2.893,88	2.697,63	658,23	456,36	196,09	54,83	27,07	6.984,09	4,5%
2003	3.134,63	2.949,44	716,98	496,05	216,02	61,67	29,28	7.604,07	8,9%
2004	3.359,00	3.144,99	771,14	533,99	234,36	63,66	32,90	8.140,04	7,0%
2005	3.439,84	3.358,47	807,95	591,02	237,68	63,93	35,24	8.534,13	4,8%
2006	3.566,47	3.536,25	840,86	651,20	251,64	66,68	36,99	8.950,09	4,9%
2007	3.666,69	3.675,00	827,77	706,96	262,07	67,69	39,72	9.245,91	3,3%
2008	3.703,67	3.699,43	866,46	669,70	267,24	70,03	41,46	9.318,00	0,8%
2009	3.629,36	3.628,55	834,60	629,48	266,29	69,09	41,03	9.098,39	-2,4%
2010	3.593,75	3.504,96	815,74	617,05	251,33	71,20	40,56	8.894,59	-2,2%
2011	3.564,55	3.485,04	805,08	646,17	254,08	70,72	42,95	8.868,58	-0,3%
2012	3.510,58	3.571,04	788,24	644,93	260,63	72,06	43,62	8.891,08	0,3%
2013	3.413,55	3.445,91	774,87	635,63	239,77	68,32	44,02	8.622,07	-3,0%
Tasa interanual de crecimiento (%)									
13/12	-2,8%	-3,5%	-1,7%	-1,4%	-8,0%	-5,2%	0,9%	-3,0%	-
13/08	-1,6%	-1,4%	-2,2%	-1,0%	-2,1%	-0,5%	1,2%	-1,5%	-
13/06	-0,6%	-0,4%	-1,2%	-0,3%	-0,7%	0,3%	2,5%	-0,5%	-

Unidades: Gigavatios - hora (GWh). Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

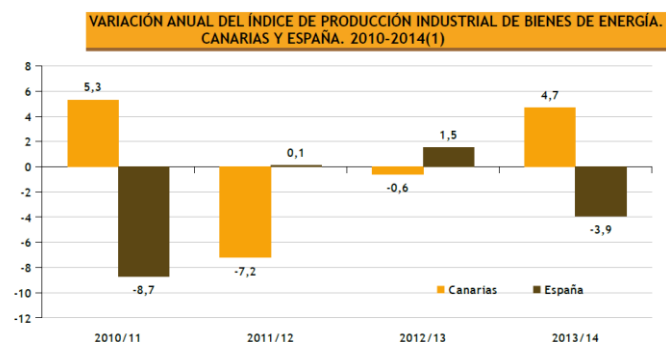
Con la energía puesta en red sucede el mismo fenómeno que caracteriza el descenso de la producción bruta en energía, a causa de la profunda coyuntura económica acaecida en 2008 se observa una fuerte disminución del 1,5% en toda Canarias en el periodo 2008-2013, la única isla que salva un resultado positivo es El Hierro que presentó un incremento del 1,2% (Consejería de empleo, industria y comercio, Gobierno de Canarias, 2013).

Si se distribuye la demanda eléctrica según los sectores de actividad se puede observar con claridad los sectores económicos que tienen mayor peso en la economía canaria, es más, el gráfico que se presenta a continuación es un fiel reflejo de cómo se distribuyen los motores económicos y sociales de las islas y cuán importante es para las mismas el sector servicios. El gráfico muestra que el sector con mayor peso en el consumo corresponde a los "usos domésticos" con un 35,6%, sin embargo se observa que el sector servicios representa un 47,5% sobre el total de la demanda eléctrica, distribuido en el gráfico en tres grandes grupos "hostelería, comercio y servicios y administración y otros servicios públicos". En el gráfico también se aprecia el consumo correspondiente al resto de sectores productivos entre los que se encuentra el sector primario e industrial, éstos representan un papel residual en la distribución del consumo por su baja aportación en la economía canaria.

Distribución porcentual de la demanda eléctrica por sectores en Canarias. Año 2013



Fuente: comercializadoras de energía eléctrica en Canarias.



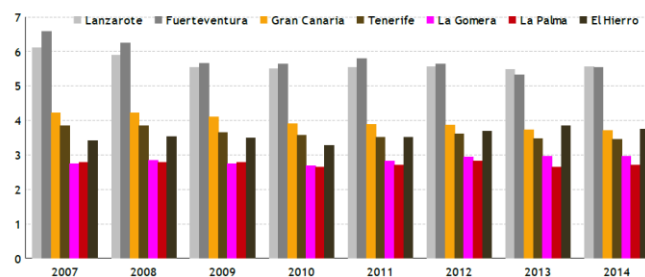
(1) Datos del último mes de cada año. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del INE, Índice de Producción Industrial (IPI).

Analizando las tasas de variación interanual el IPI² general de los bienes energéticos del año 2014 presenta a nivel nacional una disminución del 3,9% respecto al año anterior, mientras que a nivel de Canarias la variación respecto al año 2013 ha sido positiva (4,7%).

El consumo eléctrico por islas ha venido decreciendo de manera progresiva a una tasa del 7,0% durante el periodo 2007-2014, pasando de 8,5 millones de megavatios/hora

(en 2007) a 7,9 millones de megavatios/hora. Por islas, como era de esperar, las más pobladas son las que muestran un mayor consumo en términos absolutos. Sin embargo, analizando el consumo eléctrico por habitante, se observa que los habitantes de Lanzarote y Fuerteventura son los que más energía eléctrica consumen anualmente, estableciéndose durante el año 2014 su consumo per cápita en 5,56 y 5,54 megavatios hora, respectivamente (Consejo Económico y Social, Gobierno de Canarias, 2014).

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR HABITANTE, SEGÚN ISLA. CANARIAS (En megavatio hora por persona). 2007-2014



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del ISTAC, Estadística de producción y consumo de energía eléctrica y Padrón municipal de habitantes (2014).

Siendo cierto que el resultado de dividir el consumo eléctrico total entre el número de habitantes en cada ámbito insular revela este mayor consumo per cápita en Lanzarote y

² **Índice de producción Industrial:** Mide la evolución mensual conjunta de la cantidad y de la calidad de la actividad productiva de las ramas industriales, es decir, de las industrias extractivas, manufactureras y de producción y distribución de energía eléctrica, agua y gas (INE).

Fuerteventura, debe asimismo precisarse que este dato se encuentra influido por el mayor peso relativo del consumo no residente, debido a la elevada representatividad del sector turístico dentro del tejido productivo de ambas islas. En lo que respecta a las fuentes de energía convencional, especialmente el gasóleo y el fueloil (ambas derivadas del petróleo), Canarias tiene una fuerte dependencia tanto en su uso como en su necesidad de importarla. Las trece centrales eléctricas del Archipiélago son térmicas siendo solamente dos de ellas de ciclo combinado (la de Granadilla en Tenerife y las del Barranco de Tirajana en Gran Canaria).

6. EVOLUCIÓN Y ANÁLISIS DE LOS DIFERENTES SISTEMAS ELÉCTRICO CANARIOS

6.1. El Hierro

La electrificación de El Hierro fue tardía ya que carecía de un motor económico potente (basado en la agricultura y pesca de subsistencia) y presentaba un marcado componente rural. La falta de capacidad financiera, técnica y la poca demanda (baja densidad demográfica y dispersa en el territorio) son las causas de que El Hierro haya estado a la cola en la electrificación de la isla. En las primeras décadas del siglo XX, el suministro se generaba con molinos de gofio y pequeños motores, por lo tanto, no fue hasta mitad de siglo, cuando se produjo la intervención pública por medio del INI en 1963 para generalizar el abastecimiento eléctrico insular, cuando se consolidó un sistema eléctrico más amplio y que atendía en mayor medida a la demanda, no obstante, este nuevo modelo se retrasó hasta 1971 en ponerse en marcha (Hernández Hernández, 1997).

Ya desde los años 80, la *Isla del Meridiano* ha estado trabajando para conseguir una diferenciación en busca de una mayor competitividad frente al resto de islas del archipiélago siguiendo dos premisas fundamentales, el desarrollo sostenible y la lucha contra el cambio climático; por ello, surgen una serie de ideas que se enmarcaron en el Plan de Desarrollo Sostenible aprobado el 27 de Noviembre de 1997 por el Cabildo de El Hierro, se trata de un plan que engloba multitud de sectores y actividades a desempeñar, tales como el sector primario, el turismo, gestión de residuos, energía, agua, etc. Proyectos que quedan avalados por el *Libro Blanco para una estrategia y un Plan de acción Comunitarios* desarrollado por la Unión Europea (Gorona del Viento S.A., 2015).

En el año 2000, la isla fue declarada Reserva de la Biosfera, distinción que se le otorga por su alto valor medioambiental y cultural, este galardón dio pie a desarrollar proyectos energéticos que utilicen las fuentes de energías naturales y renovables. En 2004, se plantea y planifica, con sus respectivos estudios de viabilidad técnica y económica, la construcción de una central hidroeléctrica que sea capaz de abastecer la demanda energética de los 10 000 habitantes -aproximadamente- que residen en la isla (Instituto Canario de Estadística, Gobierno de Canarias, 2016). Nace así la Central Hidroeléctrica Gorona del Viento en 2007, un proyecto con la colaboración del Cabildo de El Hierro, Unelco S.A., Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE) y el Instituto Tecnológico de Canarias (I.T.C.).

La central hidroeléctrica tuvo un coste de 54.299.538€ cuya promotora fue Gorona del Viento El Hierro S.A. y cuya prestación de fondos públicos y privados estuvo repartida de esta forma; Cabildo Insular (60%), Endesa (30 %) y el Instituto Tecnológico de Canarias (10%). Para esta inversión se contemplaron ayudas consignadas en los Presupuestos Generales del Estado por un importe de hasta 35 millones de euros, que serán transferidos al IDAE como subvenciones nominativas para su concesión a Gorona del Viento El Hierro, S.A. (Gorona del Viento S.A., 2015).

La central hidroeléctrica se compone de dos depósitos de agua desalada separados por 682 metros de desnivel; el inferior contiene 225.000 m³ y el superior dispone de 500.000 m³; un parque eólico con una potencia instalada de 10 MW, una central hidroeléctrica de 10 MW de potencia y una central de bombeo. El funcionamiento es sencillo, el agua se precipita por el salto (salto geodésico) hasta llegar a las turbinas, que transmiten la energía a un generador eléctrico transformándola en electricidad; posteriormente, con la central de bombeo se asciende el agua desde el depósito inferior hasta el depósito superior (Gorona del Viento S.A., 2015).

Antes de la construcción de la central hidroeléctrica la isla ya disponía de una central térmica, Central de Llanos Blancos, Valverde (desde 1986); propiedad del Grupo Endesa y que tiene una potencia nominal instalada de 12,73 MW repartida en seis motores Diesel fijos y un motor-alternador Diesel móvil de 1280 Kw de potencia que se comparte con la Central Eléctrica de La Gomera y cuyo uso está destinado exclusivamente a casos de emergencia (Endesa, 2016). Esta central entrará en funcionamiento cuando las condiciones meteorológicas y ambientales no permitan la generación de electricidad mediante las fuentes de energía renovables o en cuyo caso éstas no satisfagan la demanda eléctrica (Endesa, 2016).

La demanda eléctrica prevista para el diseño era de 45 GWh/año para 2015, basada en la planificación energética de Canarias (Consejería de Industria, comercio y nuevas tecnologías, 2006); no obstante el dimensionamiento de la conducción de agua y los depósitos, debido a que no son ampliables de forma modular, se hará en base a la demanda prevista en el año 2030. Asimismo la capacidad del depósito superior se verá incrementada para abastecer las necesidades de agua requeridas por la isla.

Nueva previsión de demanda eléctrica final 2011-2015. Escenario Inferior (GWh).

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO	CANARIAS
2011	3.448	3.423	1.429	262	72	42	8.676
2012	3.531	3.459	1.446	267	74	43	8.819
2013	3.608	3.537	1.471	273	75	43	9.008
2014	3.669	3.599	1.506	279	77	44	9.174
2015	3.745	3.672	1.543	286	79	45	9.370

Fuente: REE

Por lo tanto, tras la entrada en servicio de la nueva central hidroeléctrica no es necesaria nueva potencia adicional en el periodo considerado, 2015 (Consejería de empleo, industria y empleo, 2012).

En cálculos generales, la central abastece en torno al 80% de la demanda eléctrica insular mediante la transformación de una fuente de energía intermitente en un suministro controlado y constante de electricidad, maximizando el aprovechamiento de la energía eólica. La mayor parte de la energía vertida a la red de distribución de la isla provendrá de la central hidroeléctrica, utilizándose la mayoría de la energía eólica generada para alimentar el sistema de bombeo y, por tanto, ser almacenada en forma de energía potencial en el depósito superior, lo que garantiza la estabilidad de la red de distribución. El excedente de energía eólica se verterá directamente a la red, sirviendo para la desalación de agua en las plantas que tiene El Hierro para ese efecto (Gorona del Viento S.A., 2015).



Central Hidroeléctrica Gorona del Viento El Hierro S.A.

En definitiva, la isla de El Hierro se ha convertido en un referente no solo a nivel europeo sino a nivel mundial. Una isla de 278 km² y poco más de 10.000 habitantes está plantando cara al petróleo con una alternativa sostenible y renovable gracias al agua y al viento; los resultados son evidentes, reducción del consumo de combustible en 6000 toneladas anual (equivalente a 40.000 barriles de petróleo) lo que supone un ahorro de cerca de 2 millones de euros anuales, esto se traduce en una reducción en 100 toneladas anuales de dióxido de azufre y de 400 toneladas anuales de óxidos de nitrógeno vertidos a la atmósfera (Gorona del Viento S.A., 2015).

6.2. La Gomera

La *Isla Colombina* es la segunda isla más pequeña del archipiélago y tiene una población de 20.783 habitantes (Instituto Canario de Estadística, Gobierno de Canarias, 2016); la isla fue declarada Reserva de la Biosfera durante la 24ª sesión del Consejo Internacional de Coordinación del Programa El Hombre y la Biosfera (MaB) de la UNESCO (CIC-MAB), en 2012 por sus particulares cualidades medioambientales, su extraordinaria diversidad biológica y un importante patrimonio cultural inmaterial que forma parte del acervo patrimonial actual (Cabildo de La Gomera, 2011).

La Gomera ha tenido un proceso de electrificación tardío como consecuencia de un motor económico débil, basado -en la mayoría de los casos- en los sectores agrario y pesquero de subsistencia, lo que repercute en un bajo consumo eléctrico a causa de una baja densidad demográfica, insostenible económicamente. Además, la intervención de la administración pública (Cabildo de La Gomera) fue tardía a causa de su escasa capacidad económica y técnica, lo que llevaba a que los encargados de electrificar pequeñas áreas estratégicas (edificios institucionales, plazas, calles importantes, etc.) fueran los municipios, esto generaba pequeños sistemas aislados y deficientes, generalmente molinos de gofio y pequeñas centrales hidroeléctricas que aprovechaban los cursos de agua y los barrancos para generar electricidad (Hernández Hernández, 1997).

La electrificación de La Gomera viene dada por la “Sociedad Anónima de Construcciones”, una compañía mallorquina que había realizado una serie de obras en la isla. En 1914, la compañía realizaba una serie de obras en la capital gomera ofreciendo el excedente de electricidad a los vecinos y los edificios públicos en horario nocturno, una vez terminadas las obras, el ayuntamiento adquirió el pequeño generador (Hernández Hernández, 1997).

En 1927 el ayuntamiento puso en marcha una nueva central que funcionaba hasta medianoche, este sistema estuvo en funcionamiento durante una década, hasta que el sistema fue adoptado por el fluido producido por la central de Hermigua.

Ya en 1968 comienza a producir electricidad la Central Térmica del Palmar, una central térmica convencional de generación eléctrica. Ésta dispone de ocho grupos Diesel fijos y dos grupos Diesel móviles de propiedad de Endesa, lo que reporta una potencia instalada de 22,8 Megavatios. Además cuenta con un sistema de generación eléctrica en régimen especial, el parque eólico de Epina, situado en Vallehermoso, una instalación que cuenta con 360 Kilovatios de potencia instalada, compuesta de dos aerogeneradores de 180 KW cada uno (Hernández Hernández, 1997).

Se debe resaltar que solamente el 0,4% de la potencia instalada corresponde a sistemas de generación renovables, circunstancia que se contrapone con el elevado potencial de la isla en este sector; y es que las características geomorfológicas de la isla presentan una morfología cónica que la escorrentía y los milenios se han encargado en esculpir una red radial de profundos barrancos susceptibles de ser aprovechados, en la medida de lo posible, como almacenamiento energético, a modo de embalses de agua. Además, el predominio de la dinámica atmosférica asociada al Anticiclón de Azores determina un régimen de vientos relativamente estables en dirección Nordeste, esto implica un potencial, en este caso eólico, que requiere de una mayor introducción de sistemas de generación renovables para reducir la dependencia de más del 99% de los combustibles fósiles (GESPLAN S.A.U, 2005).

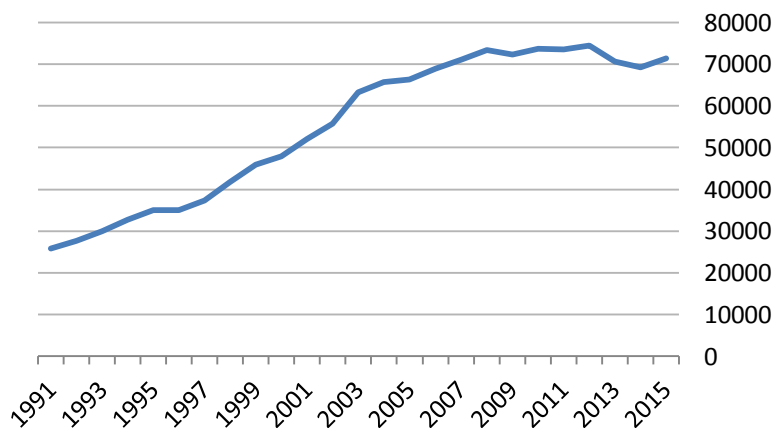


Parque eólico de Epina y Central Térmica de El Palmar

Fuente: CEANI

La aportación que a la demanda del sistema realizan los distintos sectores en la isla, depende principalmente de la actividad económica, demografía y las actividades de la sociedad en general, además de los requisitos energéticos de la actividad y de las diferentes pautas de consumo de la misma. La energía suministrada a lo largo del año 2015 ascendió a 71.342 MW/h lo que supone un aumento en 45.478 MW/h con respecto al año 1991 (Instituto Canario de Estadística, Gobierno de Canarias, 2016).

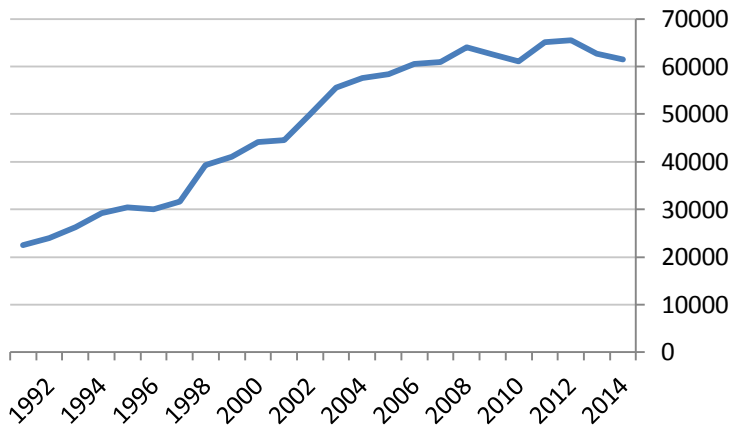
Producción bruta de electricidad en La Gomera (MW/h al año)



Fuente: Instituto Canario de Estadística (ISTAC) a partir de datos de ENDESA. Elaboración propia

De una manera descriptiva del gráfico que se presenta, se debe decir que la producción bruta de electricidad ha ido aumentando continuamente hasta 2007; esto es debido como resultado de una progresiva instalación de sistemas de generación eléctrica en régimen ordinario (motores Diesel) siendo el último motor Diesel instalado en 2005 y el sistema de generación en régimen especial se puso en marcha en 1994. A partir de 2008 se observa una estabilización de la producción y un tímido descenso que se alarga hasta el 2015; la explicación se encuentra en que en los años sucesivos a 2005 no se instalaron más sistemas de generación donde, quizás, la culpa viene derivada de la tendencia a la estabilización y descenso de la demanda y a la crisis económica de 2007 que azotó el mundo y en particular al Estado español.

Evolución de la demanda eléctrica en La Gomera (MW/h al año)



Fuente: Instituto Canario de Estadística (ISTAC) a partir de datos de ENDESA. Elaboración propia

En el gráfico de la evolución de la demanda eléctrica de la isla se observa un aumento desde 1991 (22.512 MW/h) que se prolonga durante toda la década de los noventa y el primer lustro del siglo XXI, esto es debido a que Canarias en general vivía en una época de bonanza económica en la que el consumo energético crecía exponencialmente a causa del sector de la construcción y el auge del turismo. Los años posteriores se caracterizan por una estabilización de la demanda y una progresiva disminución en los últimos años a causa de la crisis económica.

Para el año 2007 se preveía Mediante Orden de 3 de diciembre de 2008 (BOC nº 250 de 16 de diciembre de 2008) del Consejero de Empleo, Industria y Comercio, la resolución, para el sistema eléctrico de La Gomera, el concurso público para la asignación de potencia en la modalidad de nuevos parques eólicos destinados a verter toda la energía en los sistemas eléctricos insulares canarios, siendo los asignatarios de potencia un total de 2 aerogeneradores con una potencia instalada de 1800 Kw sin embargo, finalmente no se adjudicaron. Por su parte para la instalación de potencia basada en energía fotovoltaica no se ha previsto incremento alguno de potencia para esta isla.

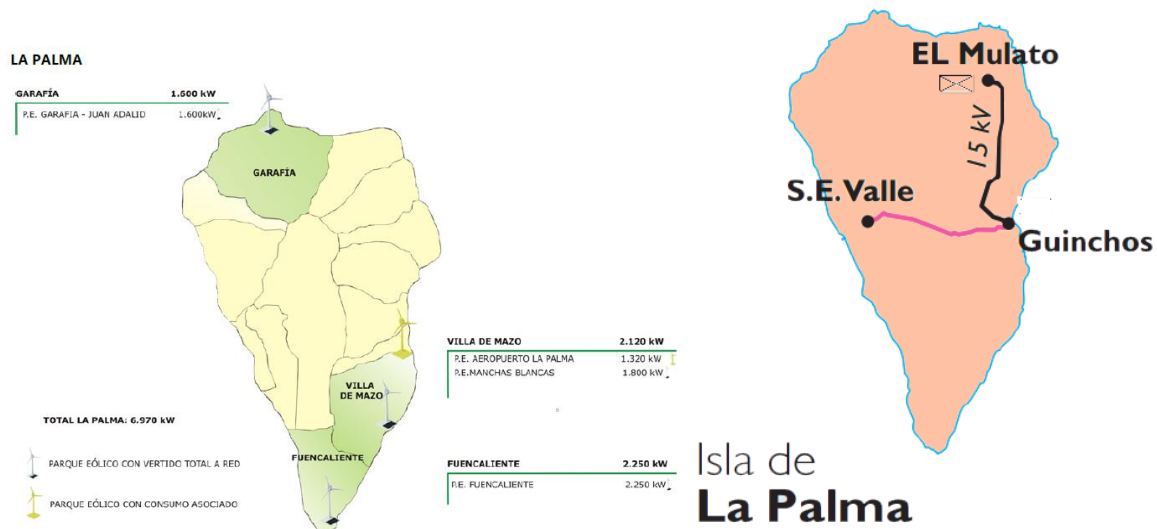
6.3. La Palma

Atendiendo a la ya conocida (y ya analizada en este trabajo) situación en Canarias, un territorio que se constituye como un espacio fragmentado en el que los sistemas eléctricos se encuentran aislados y que provoca un aumento en los costes de generación de la electricidad, a esto se le añade la baja rentabilidad que tiene el mercado eléctrico de las islas a causa de los altos costes de generación lo que provoca que, aunque el mercado está liberalizado, en él opere mayoritariamente una empresa, UNELCO Endesa, empresa que inicialmente ostentaba el monopolio del mercado. Siguiendo esta línea, La Palma no va a ser una excepción, la isla depende del petróleo en un 98% (Red eléctrica de España, 2016) lo que refleja la poca contribución de las energías renovables en el mix de generación eléctrica, sin embargo no siempre ha sido así.

La isla de La Palma, históricamente ha sido un referente para el resto de las islas sobre el sector eléctrico, de hecho, fue la primera isla en Canarias en encender una bombilla, en 1893, con la puesta en marcha de la pequeña central hidroeléctrica de Los Tilos (de 116 metros de salto de agua) situada en el Barranco del Río, constituyendo un hito en la historia de Canarias. Ya en 1892 el Ayuntamiento de Santa Cruz de La Palma recibe una instancia donde se presenta la voluntad de unos vecinos en crear una empresa cuyo objetivo era generar electricidad para el alumbrado público utilizando como fuerza motriz el empuje del agua. Entre 1892

y 1893 se constituye la sociedad “Electrón”, con la aprobación y apoyo del Ayuntamiento de Santa Cruz de La Palma y con la autorización de la Empresa Hidráulica de La Dehesa de La Encarnación (sociedad encargada en la explotación de las aguas de la isla) y se construyen la casa y la canalización del agua y se instala una turbina Pelton de 50 Cv de potencia. En 1916 se instala otra central en el Barranco del Río con una turbina Pelton de 75 Cv y un generador de 75 Kw debido al creciente aumento de la demanda eléctrica; hecho que obligó a la instalación de otra central en el Barranco de Los Dolores que se constituía de un motor de gas de 50 k.v.a. que funcionaba con leña y posteriormente con carbón. De esta manera, la Sociedad Electrón ofreció un servicio continuado aunque deficiente durante más de 50 años en la isla de La Palma (Ángel, 2000).

En 1949 surge “Riegos y Fuerzas de La Palma” (RIFU), propiedad en su mayoría del Cabildo de La Palma, que sería la encargada del suministro de electricidad a la capital palmera y en ese mismo año se instala la Central Térmica de Bajamar con cuatro motores con una capacidad de 1200 Kw; el peso de esta empresa en el sector eléctrico fue tal que fue la encargada de realizar la electrificación de gran parte de las islas de La Gomera, El Hierro y Fuerteventura. En los años sucesivos se instala la central del Monte con un salto de agua de 900 metros que estuvo activa hasta los años 80. A partir de 1958 el consumo se disparó lo que provocó que la Sociedad pidiera financiación al Gobierno, concretamente al AUXINI (Empresa Auxiliar del Instituto Nacional de Industria) pasando la empresa insular al sector público (INI) en 1965. En 1969, el Estado procede a la compra de UNELCO lo que generó la fusión de ésta con Riegos y Fuerzas de La Palma en 1970 (Los orígenes de la electricidad en La Palma, El Electrón). Las décadas venideras se caracterizaron por la normalización del servicio, mejora de la oferta energética y por la total electrificación la isla gracias a la intervención directa de la Administración Pública para dar respuesta a la creciente demanda eléctrica (Hernández Hernández, 1997).



Fuente: Anuario energético de Canarias, 2014

En la actualidad la isla cuenta con una potencia instalada de 117,7 MW de los cuales 105,3 MW (85,5%) corresponde a centrales térmicas y 12,4 MW (14,5%) referentes a sistemas renovables (7 MW parques eólicos y 4 MW parques fotovoltaicos), Complementariamente se cuenta con un generador adicional de 23,4 MW en la central de Los Guinchos, para la producción de energía termoeléctrica en las situaciones de emergencia (Consejería de empleo, industria y comercio, Gobierno de Canarias, 2013). La generación eléctrica convencional viene dada por la Central Térmica de Los Guinchos, situada en el término municipal de Breña Alta, siendo la encargada de su operación Endesa Generación. Aunque la isla cuenta con la central Hidráulica El Mulato con una potencia de 800 Kw, se encuentra fuera de servicio desde 2002. Dentro de los sistemas de generación renovable, adquieren importancia los parques eólicos instalados en la isla, dispone de cuatro parques; el primero en instalarse es el de Juan Adalid, en 1994, situado en Garafía y

cuenta con siete aerogeneradores, el parque eólico de Fuencaliente situado en el término municipal de su mismo nombre, instalado en 1998 y cuenta con cinco aerogeneradores, los dos últimos parques se encuentran en el municipio de la Villa de Mazo y se instalaron en 2003, uno de ellos se encuentra en el Aeropuerto de La Palma y el segundo corresponde al parque eólico de Manchas Blancas (GESPLAN S.A.U., Cabildo de La Palma, 2010).

Respecto a la energía solar la potencia fotovoltaica instalada en la isla, que corresponde al 4% de la potencia eléctrica instalada, se desglosan en tres pequeños parques fotovoltaicos, el más antiguo corresponde al Parque Fotovoltaico de Los Llanos, el segundo es el parque CRISTOPH KETTERLE situado en Puntagorda y el último es el del Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) La Palma situado en la capital de la isla.

Atendiendo a la evolución de la potencia eléctrica instalada en La Palma se observa un aumento de 61,8 MW entre 1985-2008, en el primer año la isla partía con una potencia instalada de 29,5 MW y en 2008 presentaba una potencia de 91,3 MW, destacando que el año anterior disponía de 114,4 MW, siendo el primer año que se interrumpe el crecimiento paulatino durante toda la serie, no hay que olvidar que ese fue el año del inicio de la crisis lo que repercute directamente en el sistema eléctrico. En los años sucesivos, 2008-2013, se observa un ligero crecimiento de la potencia del 5,2% anual ocasionado por una lenta y sensible estabilización de la economía (Consejería de empleo, industria y comercio, Gobierno de Canarias, 2013).

Entre el periodo 1985-2004 se observa un ligero crecimiento en el consumo eléctrico en La Palma experimentando un aumento del 4,75% anual aumentando sensiblemente la importancia de la isla en el total regional, siendo del 2,4% sobre el total de Canarias (Consejería de Industria, comercio y nuevas tecnologías, 2006).

Un dato destacable es el relacionado con la evolución de la inyección de energía eléctrica de origen renovable respecto a la energía puesta en red durante los diferentes meses del año 2013 presentó de forma general una gran variación, siendo la inyección de esta energía mayor en verano que en el resto del año, sobre todo en la isla de La Palma, donde en el mes de junio se alcanzó un máximo del 18,0% (el mayor porcentaje de inyección del año y de todas las islas) y en marzo un mínimo del 5,8% (Consejería de empleo, industria y comercio, Gobierno de Canarias, 2013).

6.4. Fuerteventura, Lanzarote y La Graciosa

Se dispone a analizar estas tres islas en conjunto debido a que se encuentran interconectadas por cables submarinos de alta tensión. La primera conexión entre las islas Majorera y Conejera fue en 1977 con un cable de 33 Kv de potencia y no fue hasta el primer lustro del presente siglo cuando se produjo una repotenciación de la red con una segunda interconexión que dotaría al sistema de un cable de 66 Kv, con un coste que rondó los 12 Millones de euros (Unión Eléctrica de Canarias., 1992). Esta repotenciación derivó de un aumento exponencial del consumo eléctrico en estas islas a causa del auge del sector de la construcción y servicios en los años de bonanza económica para el archipiélago –anterior a la crisis de 2008-. En los años venideros está planificada una nueva repotenciación para atender a la creciente demanda eléctrica cuyo principal exponente es el “boom” turístico. El caso de la interconexión entre Lanzarote y la pequeña isla de La Graciosa data de 1985, obra que costó 58 millones de pesetas.

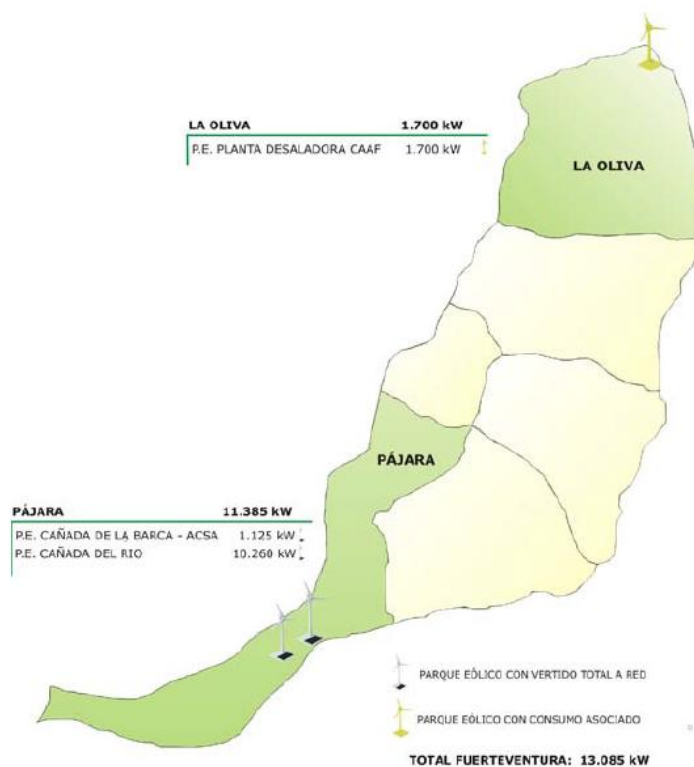
Fuerteventura ha sido la isla menos desarrollada -junto con El Hierro- del archipiélago. Destaca una economía agraria de subsistencia, unas condiciones climáticas desfavorables (falta de precipitaciones regulares, suelos pobres en nutrientes y humedad, etc.) y una población dispersa, estancada y en algunos periodos en descenso. A la falta de una comunidad que disponga de recursos e iniciativa para impulsar un sistema eléctrico aislado, a semejanza de lo ocurrido en La Palma, y el posterior sufragio de los coste de generación, todo ello dio como resultado la adquisición por parte del Estado de las competencias referentes a la construcción de una serie de infraestructuras que dotaran a la isla de electricidad, compuestos de pequeños grupos electrógenos autónomos y aislados unos de otros que ofrecían electricidad en horario

nocturno y con un precio comparativamente más caro que en otras islas a causa de la baja densidad demográfica (10 habitantes por kilómetro cuadrado en los años 50 del pasado siglo) de la elevada extensión de la isla (la tercera más grande por detrás de Tenerife y Gran Canaria) y grandes distancias entre los núcleos de población.

A finales de los años 60, en el Cabildo Insular de Fuerteventura se planteó la posibilidad de electrificar la isla en su totalidad con la instalación de dos centrales térmicas (en Jandía y Puerto del Rosario), sin embargo, esta potencia instalada fue insuficiente. Teniendo en cuenta las dificultades del Cabildo para ejecutar este proyecto, fue necesaria la entrada del INI, siendo ésta la encargada de ejecutar la obra y observándose una aceleración en la realización de las obras y en la instalación de los servicios lo que dio paso a la normalización del sistema eléctrico ya bien entrado los años 70 (Hernández Hernández, 1997).

La colaboración entre el Cabildo Insular y el INI se plasmó con la construcción de la central térmica de Las Salinas en 1975 y la interconexión con Lanzarote en 1977, esto permitió una generalización progresiva del tendido eléctrico a toda la isla que culminó a principios de los 80. En la actualidad el mix eléctrico insular se compone del parque eólico de Cañada del Río, situado en el municipio de Pájara y construido en 1994, su función principal es la de abastecer energéticamente las desaladoras para suministrar de agua potable al término insular, el excedente se vierte a la red eléctrica (Eólicas de Fuerteventura). En Fuerteventura, el mix de renovables representa 26 MW (un 5,6% sobre el total del mix eléctrico); y la central térmica de Las Salinas, que como ya se comentó anteriormente, fue construida en 1975 y se trata del principal sistema de generación eléctrica de la isla que se compone de 12 grupos térmicos (3 turbinas de gas y 9 turbinas de Gas-óil) lo que supone una potencia instalada de 187 MW (Red eléctrica de España, 2016). Además dispone de 3 parques eólicos en funcionamiento, Cañada de la barca (5 aerogeneradores), Cañada del río (18/27 aerogeneradores) y la planta desaladora ACSA (2 aerogeneradores) (Consejero de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2014).

FUERTEVENTURA



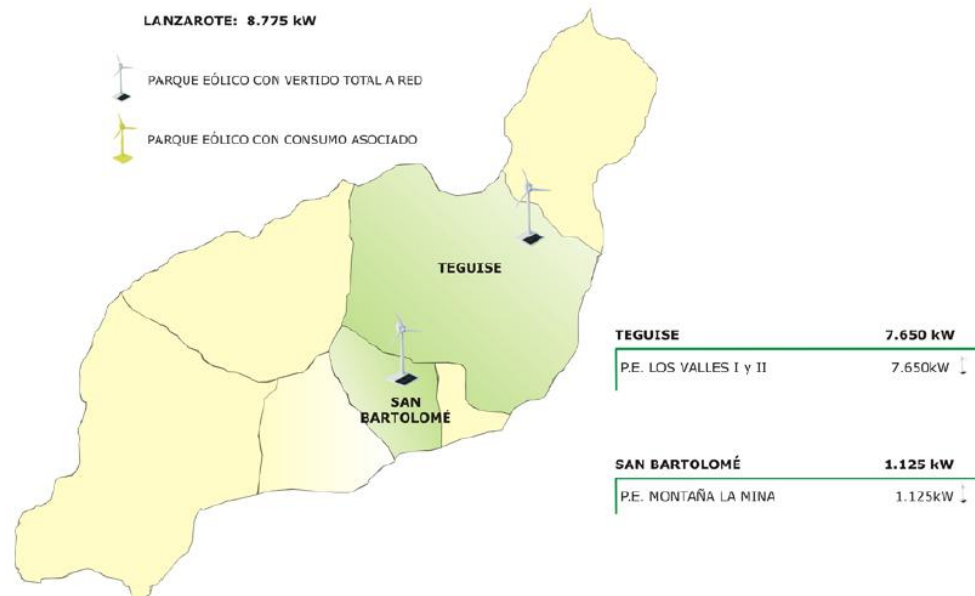
Fuente: Anuario energético de Canarias, 2014

En el caso de Lanzarote, hacia mediados del siglo XX la isla compartía con su isla vecina y el resto de las islas menores las características que lastraron la evolución de los sistemas eléctricos, tales como, fragilidad económica, falta de recursos materiales e intelectuales, condiciones climáticas adversas, baja densidad demográfica, pequeños núcleos poblacionales aislados, inexistencia de un mercado potencial que ofrezca estabilidad al sistema, entre otras características ya descritas con anterioridad. Sin embargo, durante estas décadas, la isla contaba con dos características diferenciadoras; una prematura asociación de la electrificación con el abastecimiento de agua para uso urbano y agrícola (a causa de las circunstancias geológicas y geomorfológicas de la isla que convertían y convierten el agua en un bien preciado y escaso) y un rudimentario motor económico asociado a las conserveras de pescado (Hernández Hernández, 1997).

La necesidad de obtener agua potable y electricidad promovió la creación de una institución de iniciativa primordialmente privada aunque con ayuda del Cabildo Insular y del Estado, llamada *Termoeléctrica de Lanzarote S.A.* (Termolansa) en 1961 cuyo objetivo era solucionar la doble problemática de la isla, la escases de agua y el suministro eléctrico. Para combatir la escases de agua se instaló una planta potabilizadora de agua marina alimentada por Fuel Oil y que generaba paralelamente electricidad. En los años 70 el suministro eléctrico estaba completamente extendido en todo el término insular. Por este motivo, la creación de Termolansa constituye un hito con un solo precedente, *Riegos y Fuerzas de La Palma* (RIFU), y es que estas dos empresas fueron las únicas (después de haberse fundado UNELCO) que consiguieron suministrar electricidad a todo el término insular (Ángel, 2000). A mediados de los años 70 y como consecuencia de las deficiencias en el suministro y un déficit financiero por parte de Termolansa UNELCO INI proceden a la adquisición de esta institución provocando una separación en la titularidad de las actividades inicialmente unidas, de esta manera el Cabildo Insular gestionaría el abastecimiento de agua y UNELCO se encargaría de la generación eléctrica (UNELCO, 1988).

La isla cuenta con la central térmica de Punta Grande compuesta de 10 motores (8 grupos Diesel y 2 turbinas de gas) lo que se traduce en una potencia instalada de 251 MW (Endesa, 2016). Sumado a este dato se le añade la ridícula participación que tienen los sistemas de generación renovables, ésta corresponde a dos parques eólicos; Los Valles, que cuenta con 9 aerogeneradores y a la espera de la instalación del décimo que daría una potencia instalada de 8,5 MW y Montaña la Mina con 5 Aerogeneradores, en la primavera de 2017 se espera la puesta en marcha del parque eólico Punta de Los Vientos, un parque eólico que dispondrá de dos aerogeneradores de gran envergadura que, según el Cabildo de Lanzarote, otorgará unos beneficios brutos de 200 000 € anuales (Cabildo de Lanzarote). Concretamente, la participación de las energías renovables en el mix eléctrico de la isla de Lanzarote corresponde al 4% sobre el total o lo que es lo mismo, solamente 18,6 MW (Consejería de empleo, industria y comercio, Gobierno de Canarias, 2013), se trata de una participación ínfima teniendo en cuenta los recursos climáticos que la isla ofrece. Caso parecido ocurre en Fuerteventura cuya participación de las renovables equivale al 5,6% (Consejería de empleo, industria y comercio, Gobierno de Canarias, 2013).

LANZAROTE



Fuente: Anuario energético de Canarias, 2014

Al tratarse de un sistema interconectado, se debe decir en primer lugar que el sistema tiene una potencia instalada de 464MW (Consejería de empleo, industria y comercio, Gobierno de Canarias, 2013) aunque analizando la evolución de la potencia instalada en el sistema Lanzarote en el periodo 1985-2013, la potencia instalada se ha multiplicado por doce con respecto al primer año de la serie analizada, es decir, en 1985 la isla contaba con una potencia instalada de 21,6 MW mientras que en 2013 esta cifra ascendió hasta los 251 MW (Consejería de empleo, industria y comercio, Gobierno de Canarias, 2013). Esto es debido a una paulatina repotenciación con la adquisición de nuevos grupos de generación en las centrales térmicas y la incorporación de diversos parques eólicos. El caso de Fuerteventura guarda similitudes con el de su isla vecina, en 1985 la isla contaba con 28,7 MW (siete puntos por encima que Lanzarote), sin embargo, se observa una potencia instalada menor (213 MW) y en el periodo 2008-2013 se observa una ligera disminución de 0,2% en su potencia instalada, siendo la única isla que presenta unos datos en negativo junto con la isla de Gran Canaria.

Las islas orientales presentan unos grandes índices de consumo energético a causa de dos grandes factores, la tercerización prácticamente total de sus economías – estas islas multiplican su población prácticamente todo el año a causa del constante flujo turístico, de hecho, el sector turismo se configura como la principal y casi única fuente de recursos económicos a esto se le suma que las islas tienen un régimen pluviométrico propio de territorios desérticos o semidesérticos, esto implica un gran consumo eléctrico, no solo destinado al ámbito hotelero y/o residencial sino también en la desalación de agua para abastecer la gran demanda que registra- y al gran consumo de carburantes destinado para el transporte (marítimo, terrestre y aéreo), cabe destacar que estas islas deben ser abastecidas casi en su totalidad de todas las materias necesarias para mantener el motor económico y el Estado de Bienestar, es por ello que el consumo de carburantes es tan elevado.

6.5. Gran Canaria

Junto con Tenerife, Gran Canaria aprovechó su posición estratégica con la catalogación de Puertos Francos en 1852, sin embargo, los dos polos de crecimiento urbano y económico se centraron en las dos islas capitalinas siendo la actividad portuaria el eje de la economía de estas dos islas. Cuando se produjeron la ampliación y modernización de los puertos, rápidamente el puerto de Las Palmas adelantó con facilidad a su homólogo tinerfeño gracias a que el puerto de Las Palmas cuenta con una bahía natural que facilitó las labores de adecuación. El desequilibrio en el tráfico portuario entre los dos puertos (en capacidad y tráfico) se plasmó con rapidez, según una estadística de 1884-1894 reflejaba que el puerto de Santa Cruz de Tenerife pasó de 430 a 988 buques anuales mientras que el puerto de Las Palmas y en el mismo periodo pasó de 238 a 1842 buques (Torres, D.L. 1974-1981).

El puerto fue de tal importancia para la economía local que necesitaba de mano de obra exterior para mantener el funcionamiento del mismo lo que se tradujo en un pequeño flujo migratorio desde las regiones rurales de la isla, de otras islas como Fuerteventura y Lanzarote y de América principalmente, y si a esto se le añade todas las actividades ligadas al puerto que se desarrollaban en sus alrededores, da como resultado un aumento demográfico excepcional para la época en Canarias (ya en 1897 Las Palmas contaba con más de 30 000 habitantes), que a su vez conlleva mayores exigencias urbanísticas y mayores demandas de servicios, entre otros el del suministro eléctrico (UNELCO, 1988).

El inicio de la electrificación en Gran Canaria fue muy accidentado, tal es el caso que entre 1883 y 1892 se presentaron multitud de propuestas para dotar de alumbrado público a la capital de la isla siendo siempre ideas banales que nunca se llegaban a concretar. La iniciativa más importante surgió de la mano de los miembros de la Real Sociedad Económica amigos del país de Las Palmas que instaban a diversos promotores e inversores unir el capital necesario para hacer realidad el sueño de la electricidad que se presentaba inalcanzable para la capital; por desgracia, fue imposible recaudar las 150 000 pesetas necesarias para llevar a cabo el proyecto (UNELCO, 1988).

En 1895 la capital de la isla veía como la ciudad de Arucas la adelantaba en 1895 de la mano de una dinamo instalada en una fábrica de azúcar que, entre otras finalidades, ofrecía el excedente de electricidad para alumbrar en horario nocturno y de manera esporádica las calles de mayor importancia de la ciudad. Más adelante, el Ayuntamiento de Arucas quería suministrar más electricidad por lo que estudiaron la zona y decidieron aprovechar el caudal de la Heredad Arucas y Firgas para instalar una pequeña central hidroeléctrica que suministraría hasta 1800 CVh, lo que le permitiría, no solo satisfacer sus necesidades sino que tendría la oportunidad de exportar el excedente hacia Las Palmas. Este proyecto fue aprobado y muy bien aceptado, sin embargo y por falta de financiación el proyecto se paralizó y por lo tanto la electricidad a Arucas no llegaría hasta 16 años después (UNELCO, 1988).

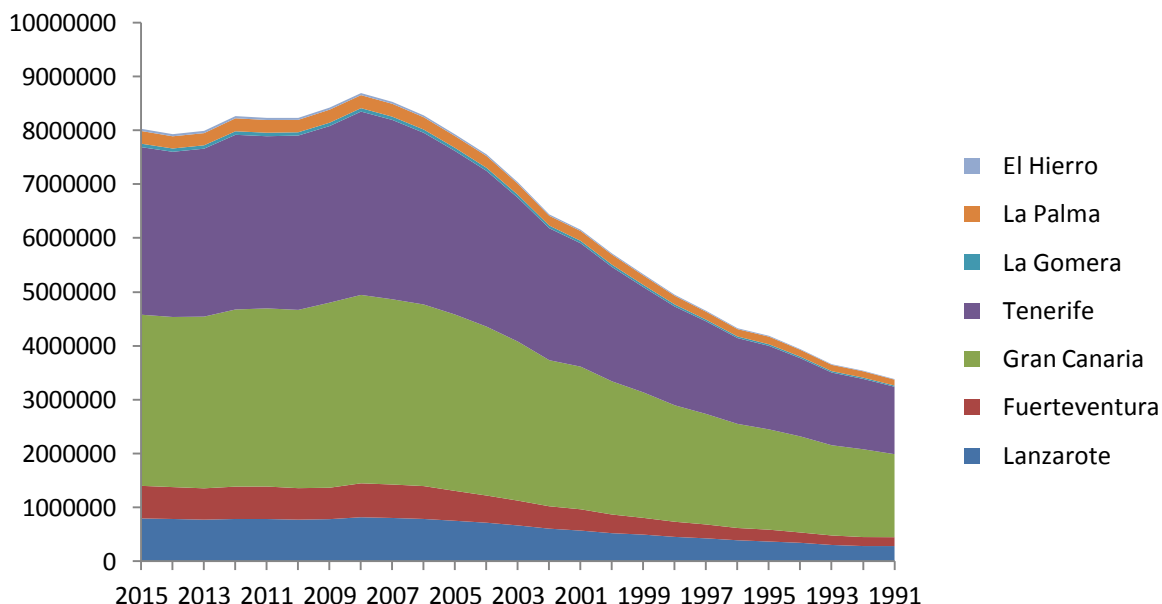
Hacia 1896 recae la empresa eléctrica belga “Centrales Electriques de Belgique” de la mano de un vecino de Telde con residencia en París. Rápidamente esta empresa solicitó la concesión del alumbrado público de la capital (produciría la electricidad mediante una central termoeléctrica) y tras varios meses de negociaciones y aprobaciones así fue, pasado un año de la concesión (1898) se constituyó la “Sociedad de Electricidad de Las Palmas (SELP)”. Al ver que el proyecto se iba materializando y seguía adelante se armó un gran revuelo en la ciudad, lo que provocó un aumento excepcional en el número de abonados a la sociedad (se contabilizaron 4 000 solicitudes de instalación del servicio en 1899), finalmente en el verano de 1899 se inauguró oficialmente el servicio de suministro eléctrico en la capital Gran Canaria (UNELCO, 1988).

Por su parte en Arucas, se mantuvo con la pequeña aportación de electricidad ofrecida por el ingenio de San Pedro hasta que en 1909 se constituye la “Comunidad de Fluidos y Alumbrado de Arucas”, que fue la encargada de inaugurar una central eléctrica a gas en 1911 que suministraba electricidad hasta media noche, esta central no estuvo exenta de problemas, con el inicio de la primera Guerra Mundial, se produjeron números problemas con la adquisición de la antracita proveniente de Inglaterra por lo que se tuvo que importar desde la península a un coste más. No obstante, con el final de la Gran Guerra no

cesaron los problemas ya que el precio del carbón había subido altamente de precio lo que repercutía en un aumento del precio de la electricidad, lo que llevó a la empresa a entrar en unas profundas deudas que solo fueran saldadas gracias al capital personal del propio presidente. En 1926 la Comunidad acordó una repotenciación de la central y en 1928 empezaron las negociaciones con la “Compañía Insular Colonial de Electricidad y Riegos CICER” para comprar el fluido y establecer las redes de transporte de alta tensión de 22 KW. Finalmente en 1930 UNELCO procedió a la adquisición de las centrales existentes en Gran Canaria y ofrecer el servicio (UNELCO, 1988).

En las décadas siguientes el volumen comercial y el tráfico que se generaba en el puerto de Las Palmas fue en aumento (una tendencia que se mantuvo hasta los años 70 del siglo XX) lo que generaba una gran demanda energética, por ello fue necesaria la entrada de un combustible más eficiente, el Diesel. Además Gran Canaria presenta una elevada dependencia energética a causa del abastecimiento del agua, particularidad que comparte con el resto de islas orientales. Tan solo la capacidad de desalación de agua marina puede llegar a suponer el uso de más de 300 toneladas de combustible al día para posibilitar su funcionamiento, a esto se le suma la depuración de aguas salobres procedentes de acuíferos costeros contaminados por la intrusión marina (Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, 2015).

Evolución del Consumo de energía eléctrica por islas



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del ISTAC

Como se observa en el gráfico, el gran peso que tienen las dos islas capitalinas en el consumo energético sobre el total regional pues, entre las dos, representan el 80% del total regional, en el caso de Gran Canaria se observa una evolución inversa a la de Tenerife, ya que en 1991 a Gran Canaria le correspondía el 45,52% del total regional, paulatinamente ha ido perdiendo participación en el consumo hasta situarse en el 39,56% en 2015, esto es debido a que el crecimiento del consumo en Tenerife ha crecido un 1,9% anual más rápido que Gran Canaria, en contraposición, en la evolución de esta última ha reinado la estabilidad a lo largo de toda la serie (Consejería de empleo, industria y empleo, 2012).

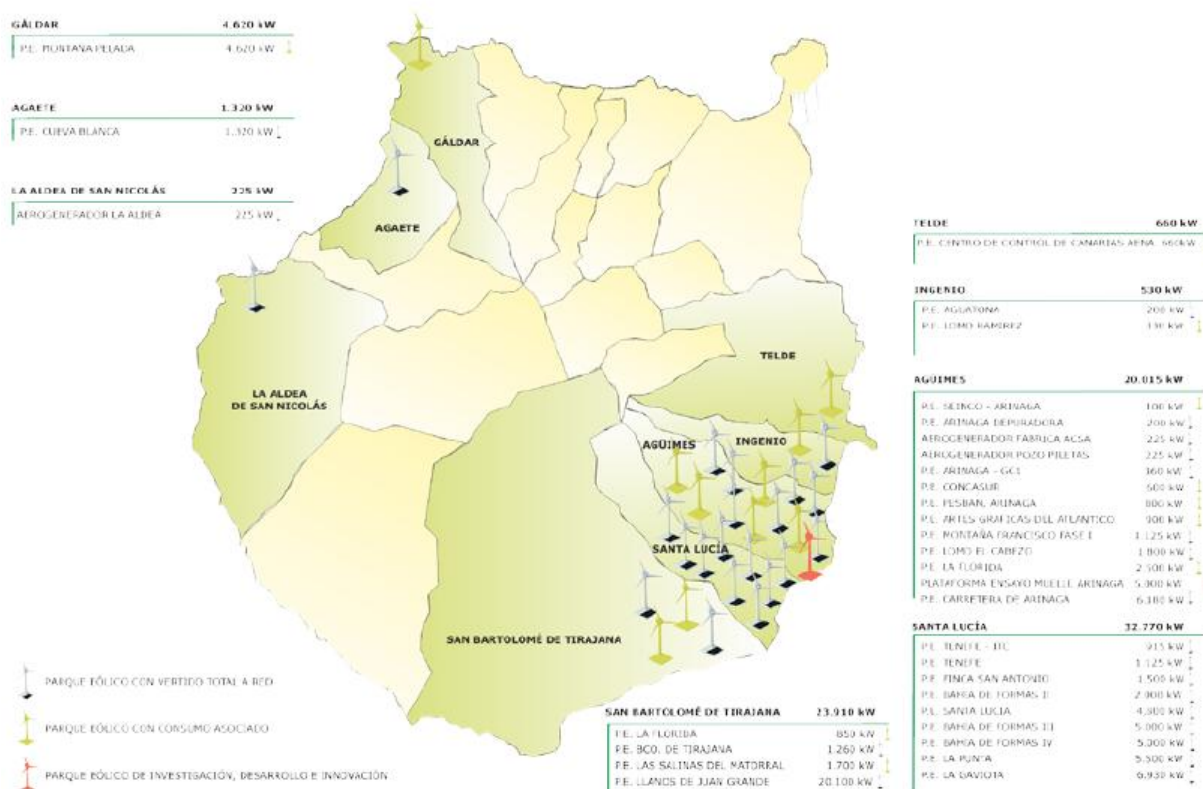
Al analizar la potencia bruta total instalada de Gran Canaria en 1985 disponía de 381,6 MW mientras que en el año 2013 contaba con 1150,3 MW, el segundo sistema eléctrico más grande de Canarias, detrás de Tenerife, este aumento ha sido progresivo desde 1985, sin embargo destaca que en 2012 disponía de 1178 MW lo que se traduce en una disminución del 2,4% en 2013.

De los 1.150,3 MW de potencia instalada, 1.025,3 MW corresponde a centrales térmicas y a cogeneración, mientras que los 124 MW restantes se distribuyen entre parque eólicos (85,7 MW) y parque fotovoltaicos (39,2 MW). La isla cuenta con dos centrales térmicas; la de Jinámar, que cuenta con 10 grupos Diesel y Gas que ofrece 302 450 KW de potencia; y la de Barranco de Tirajana, con otros 10 grupos de generación de Gas y Vapor que ofrece una potencia de 698 150 KW (Consejero de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2014).

Las islas de Gran Canaria y Tenerife, tal y como se ha mencionado con anterioridad, además de la generación eléctrica producida por las centrales térmicas, son las únicas islas que disponen de unidades de cogeneración, las cuales implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable y amplían el abanico de tecnologías. Así, se tiene que en el año 2013, en Canarias, la potencia instalada en plantas de cogeneración y en la refinería representó un total de 89.984 kW, de los cuales, el 27,7% (24.884 kW) correspondieron a Gran Canaria (Consejería de empleo, industria y comercio, Gobierno de Canarias, 2013).

En cuanto a las energías renovables, destacar la alta participación de esta isla en la generación eólica ya que cuenta con un total de 29 parques eólicos y 4 grandes aerogeneradores distribuidos principalmente en la vertiente Sureste de la isla, lugar con mayor potencial eólico de la misma. Tal es la importancia de la producción eléctrica de origen eólico que representa el 61,3 % de la producción total regional de generación utilizando esta fuente (221 793 MWh en 2013), frente al 19,6% de la segunda isla con mayor participación, Tenerife (Consejero de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2014).

GRAN CANARIA



Fuente: Anuario energético de Canarias, 2014

En el caso de la energía fotovoltaica, Gran Canaria representa el 21,9% de la potencia instalada en el total regional lo que se traduce en una potencia instalada de 119 KWp y que ofreció 39.205,32 KWp de electricidad en 2013.

6.6. Tenerife

Santa Cruz de Tenerife, capital del archipiélago por aquel entonces (siglo XVIII) disfrutaba de luz, esta luz provenía de lámparas de aceite que posteriormente se sustituyó por belmontina, un derivado del petróleo que ofrecía mayor eficiencia en luminosidad y duración, a pesar de ello, la belmontina ya llegaba tarde ya que en la mayoría de las ciudades europeas ya se había sustituido por el gas, el problema radicaba en que la ciudad tinerfeña no disponía de la infraestructura necesaria para suministrar este servicio (UNELCO, 1988).

Hacia 1886 se introdujo el gas en la capital, desgraciadamente, y al igual que con la llegada de la belmontina, el gas llegaba demasiado tarde, cuando ya en toda Europa dominaba la electricidad.

En 1894 La Villa de La Orotava se convertiría en la segunda ciudad del archipiélago en obtener electricidad mediante una central hidroeléctrica. Esta localidad se presentaba con diferencia como la ciudad con mayor poder económico de Canarias debido a que el valle de La Orotava presentaba unas condiciones excepcionales para el cultivo intensivo de plátano, vino, tomate... por tener una de las mejores tierras cultivables del archipiélago y por la abundancia de agua. Además disponía de un puerto con un volumen de tráfico respetable llamado “Puerto de La Orotava” actualmente Puerto de la Cruz. Esta abundancia económica permitía, al igual que la capital palmera, permitirse dedicar tiempo y recursos a la innovación e investigación. A esto se le suma la existencia de un salto de agua fácilmente aprovechable para la instalación de una central hidroeléctrica. En 1894 fue construida la central y se constituye la “Sociedad Eléctrica de La Orotava” y poco tiempo más tarde empezó a funcionar la generación eléctrica (UNELCO, 1988).

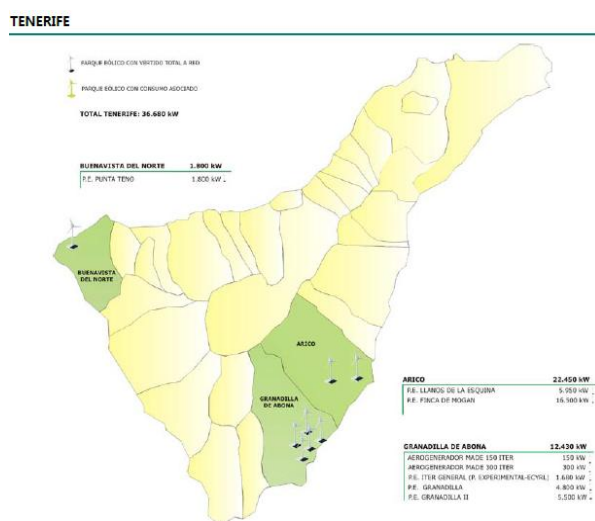
Tras muchos años de funcionamiento la central y su red de distribución entraron en deterioro a causa de la falta de mantenimiento y actualización de las infraestructuras, por lo tanto el ayuntamiento se vio obligado a municipalizar la empresa y encargarse de mantener y mejorar el servicio (UNELCO, 1988).

En el Sur de la isla no hubo electricidad hasta ya finalizando el primer tercio del siglo XX con un pequeño motor que ofrecía electricidad unas pocas horas al día, en estos años se constituyó la Sociedad Hidroeléctrica de Güimar” cuyo objetivo principal era “establecer saltos de agua para transformar su fuerza en energía eléctrica y la aplicación de ésta en el suministro de alumbrado y en cuantas industrias le convenga a la Sociedad explotar por su cuenta”. Por su parte en Icod de Los Vinos empezó a funcionar una central eléctrica en 1914 que disponía de un pequeño motor de 14 HP que funcionaba con gas y leña (Caballero, 1996)

No fue hasta los años 60 del siglo XX cuando se produjo una expansión de la electricidad a causa de un aumento de la demanda, esta repotenciación se pudo realizar gracias a la puesta en marcha de la central térmica de Las Caletillas en 1970 (Caballero, 1996).

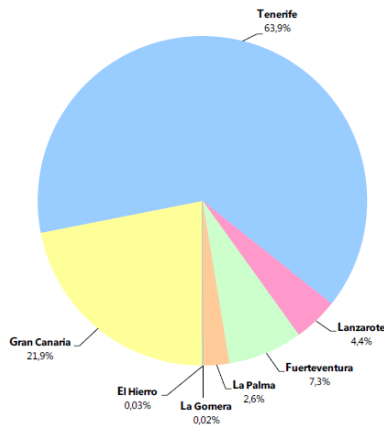
Tenerife cuenta en la actualidad con 1270 MW de potencia instalada siendo solamente 154 MW renovable, la cifra restante pertenece a potencia de origen térmico. Como se ha mencionado, Tenerife, junto con Gran Canaria son las únicas que disponen de unidades de cogeneración, las cuales implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable y amplían el abanico de tecnologías.

El mix renovable lo componen primordialmente parque eólicos (cuenta 94 aerogeneradores distribuidos en 6 zonas, siendo el mayor los Parques Eólicos de Granadilla con cerca de 11 MW) que dan una potencia



Fuente: Anuario energético de Canarias, 2014

Distribución porcentual de la potencia fotovoltaica instalada en Canarias. Año 2014



Fuente: Anuario energético de Canarias, 2014

de 37 MW. Fue la segunda isla del archipiélago en participación eólica con un 18% por detrás de Gran Canarias con un 69%.

Al contrario que con la eólica Tenerife es la isla con mayor potencia instalada de origen solar fotovoltaico con 180 MW lo que se traduce en el 64% del total de Canarias.

7. PRESENTACIÓN DE UN MODELO ENERGÉTICO ALTERNATIVO AL ACTUAL PARA CADA ISLA

El principal motor de cambio hacia un nuevo modelo deberá basarse en las energías renovables, lo que permitirá un desarrollo que corre parejo con el objetivo de proteger el medio ambiente y reducir las emisiones de CO₂ a nivel global, y los precursores de ozono, partículas y metales tóxicos a nivel regional. Las fuentes renovables son fuentes de energía autóctonas y pueden contribuir así a reducir la dependencia de las importaciones energéticas y a estabilizar los precios (reducir el precio de la factura y el déficit energético), y permiten la diversificación de las fuentes de energía dando mayor estabilidad al sistema. Asimismo, el desarrollo de las fuentes de energía renovables puede contribuir activamente a la creación de empleo y a promover el desarrollo regional. Todo ello cobra especial importancia en una región como Canarias (Ministerio de industria, turismo y comercio, 2010).

Canarias está especialmente dotada por sus excelentes condiciones climatológicas y geomorfológicas para el uso de la energía solar y de la energía eólica (On shore y Off shore), sin descartar los recursos potenciales existentes en el área de la energía geotérmica (en fase de estudios), ni los procedentes de la hidroeléctrica y minihidráulica, de las olas, mareas, etc. Sin embargo se hace necesario intensificar las acciones de formación, divulgación, asesoramiento y apoyo con subvenciones y sistemas de financiación, con el fin de racionalizar el consumo energético (eficiencia energética) y fomentar el uso de las energías renovables.

Afortunadamente, el futuro energético estará liderado por las energías renovables y así lo demuestran múltiples estudios e informes de los organismos internacionales en materia energética como la Agencia Internacional de la Energía. La AIE anunciaba en junio de 2013 que en tres años las fuentes renovables crecerán un 40% en todo el mundo y serán la segunda fuente de generación eléctrica por encima del gas y por debajo del carbón. Además, los objetivos de sostenibilidad comprometidos hacen necesaria una rápida expansión de las tecnologías renovables cambiando el mix energético mundial; sin embargo, Este reto solo será alcanzable si se dispone de un marco regulatorio estable que estimule y fomente las inversiones necesarias en renovables. Los costes de producción de las energías renovables se irán reduciendo a lo largo del tiempo, gracias a los avances tecnológicos y a las economías de escala. Las fuentes eólica On Shore y fotovoltaica ya han alcanzado una curva de costes inferior a la de las fuentes fósiles en Canarias (Red eléctrica de España, 2016); Pese a esto, los recientes cambios normativos y la nueva reforma energética han creado desconfianza e inseguridad regulatoria de los agentes, frenando el mercado de las energías renovables.

Uno de los mayores gastos energéticos a nivel estatal viene dado por la utilización de la calefacción, en Canarias no es necesario gracias a que, por su localización geográfica próxima al Trópico de Cáncer

(regiones subtropicales del planeta), al régimen de Alisios y la corriente fría de Canarias, disfruta de una estabilidad térmica que se mantiene constante a lo largo del año; sin embargo, se trata de una región que cuenta con más de 2 millones de residentes y entorno a los 13-15 millones (Instituto Canario de Estadística, Gobierno de Canarias, 2016) de turistas al año lo que confiere unas especiales connotaciones que le hacen sensiblemente diferente del resto del territorio europeo. Estas características, unidas a la fuerte participación del turismo en el PIB regional y la creciente necesidad de producción de agua que ello genera, condicionan el abastecimiento y dificultan la aplicación de determinados programas de política energética.

La necesidad de garantizar la seguridad y la fiabilidad en el suministro de energía, es algo de lo que no se puede prescindir en Canarias; esta garantía resulta mucho más significativa en las regiones insulares que en los sistemas continentales, dado que nuestro abastecimiento energético es especialmente sensible a cualquier interrupción o retraso en la disponibilidad de la energía primaria necesaria para garantizar el conjunto de los suministros, al no existir posibilidades de interconexión con grandes redes de transporte de energía, que ayuden a paliar los efectos negativos de estas eventualidades. Esta idea se contrapone con uno de los inconvenientes de las energías sostenibles, éstas se tratan de fuentes fluctuantes e intermitentes por lo tanto, para mantener la seguridad y fiabilidad del suministro necesitan de una energía “soporte” constante, en este caso se considera que el Gas Natural es la mejor opción que, aunque siendo una energía fósil, tiene unos índices de contaminación menores a los del Fuel-oil y sus derivados.

7.1. El Hierro

La isla más occidental de Canarias ha conseguido uno de los grandes hitos que han ocurrido en el territorio español si hablamos de la apuesta por las Energías Renovables. Esta isla cuenta con unas características muy concretas que la hacen propicia para servir como experimento. Por un lado, con unos 10000 habitantes, su demanda eléctrica es relativamente reducida y fácil de atender. Por otro, por su situación geográfica, está sometida a corrientes de aire que mantienen sus aerogeneradores en marcha de forma casi continua y por sus condiciones geomorfológicas es relativamente sencillo la instalación de infraestructuras hidráulicas.

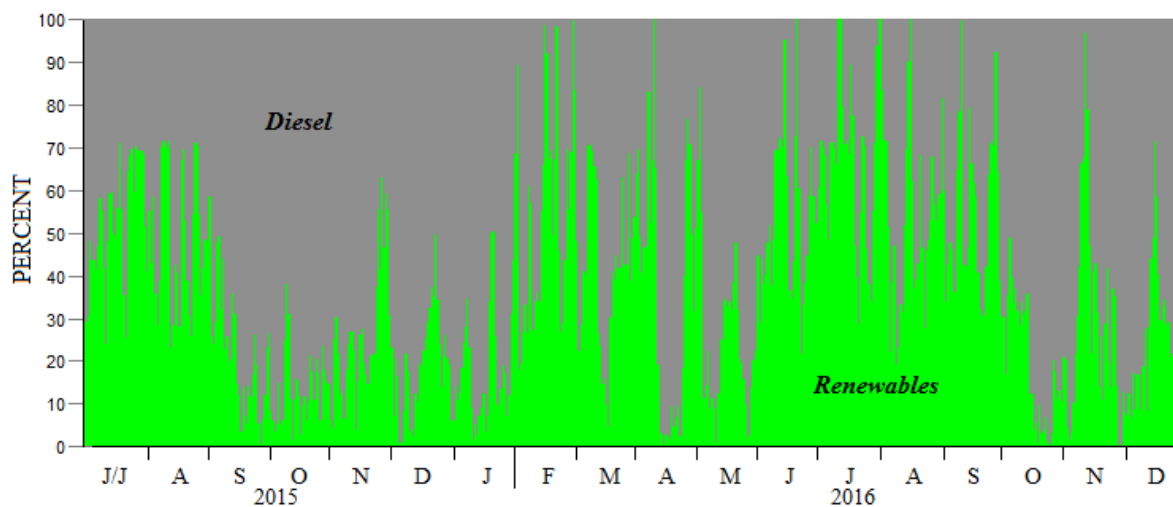
Desde que se puso en marcha el proyecto Gorona del Viento ha logrado abastecer la totalidad de la demanda eléctrica en multitud de ocasiones con energía 100% limpia gracias. Una vez puesto en marcha el sistema hidroeléctrico herreño, la isla se ha convertido en un referente no solo para España y Europa sino también para todo el planeta siendo un escaparate en el que muchos países están interesados por el proyecto; y es que este modelo es perfectamente exportable tanto para otras regiones del planeta como para otras islas del propio archipiélago (El Diario de Avisos, 2016)

La clave del éxito de este proyecto radica en que combate uno de los mayores inconvenientes de las Energías Renovables, la intermitencia de la generación eléctrica lo que hace imprescindible buscar métodos de almacenamiento energético. El viento es uno de los mejores agentes generadores de electricidad, sin embargo, son muchos los periodos en los que la constancia y calidad del viento no son los óptimos, por lo tanto, tenemos periodos en los que no se genera electricidad. Gorona del Viento utiliza los excedentes de energía generados por los aerogeneradores para el bombeo de agua al depósito superior de la central para así almacenar la energía en forma de agua.

Según los datos proporcionados por Gorona del Viento, en 2016 la central ha generado el 54% de la energía consumida, y por cada hora de abastecimiento total El Hierro deja de consumir entorno a 1,5 toneladas de combustible, esto se traduce en que la central hidroeléctrica ha supuesto un ahorro de cerca de 6000 toneladas de combustible, lo que supone un ahorro de más de 2 millones de euros anuales y 18700 toneladas de CO2 menos vertidos a la atmósfera (El Confidencial, 2016).

Sin embargo existen datos que dejan a “El Hierro 100% Renovable” como lo que es, un simple eslogan publicitario. En total, solo el 41,1% de la energía eléctrica de la isla del Hierro ha sido producida a partir de energías renovables, siendo el 58,9% restante abastecido por generadores diésel. Un porcentaje que se

queda muy lejos del tan ansiado 100% renovable y que a la vez resulta muy pobre e inesperado para una central que prometía mucho en sus inicios (Diario Renovables, 2016).



Fuente: Energy Matters

En el gráfico se puede comprobar cómo en el periodo de septiembre a enero, la penetración renovable es muy baja, debido principalmente a la baja producción eólica. También se puede ver la irregularidad de la generación renovable pasando de valores muy altos a valores muy bajos en cuestión de días (Energy Matters, 2016).

EL HIERRO MONTHLY GRID STATISTICS, JUNE 27, 2015 TO DECEMBER 31, 2016						
		Total Generation MWh	Diesel Generation MWh	Renewable (Wind+Hydro) Generation MWh	% of El Hierro electricity generation	% of El Hierro total energy demand
2015	June/July,	4,449	2,149	2,300	51.7	11.9
	August	4,140	2,157	1,984	47.9	11.0
	September	3,934	3,151	783	19.9	4.6
	October	3,730	3,225	505	13.5	3.1
	November	3,399	2,469	930	27.4	6.3
	December	3,782	3,081	701	18.5	4.3
2016	January	3,820	2,971	849	22.2	5.1
	February	3,475	1,615	1,859	53.5	12.3
	March	3,910	2,319	1,591	40.7	9.4
	April	3,682	2,330	1,352	36.7	8.4
	May	3,789	2,827	962	25.4	5.8
	June	3,892	1,793	2,099	53.9	12.4
	July	4,066	1,386	2,680	65.9	15.2
	August	4,590	2,038	2,552	55.6	12.8
	September	4,165	1,739	2,426	58.2	13.4
	October	3,878	3,111	767	19.8	4.6
	November	3,619	2,559	1,059	29.3	6.7
	December	3,970	2,894	1,076	27.1	6.2
	TOTAL	70,290	43,814	26,475	37.7	8.7
	TOTAL 2016	46,856	27,582	19,272	41.1	9.5

Fuente: Energy Matters

En la tabla se observan meses en los que la penetración renovable apenas llega al 13,5%, mientras que en otros se alcanzan cifras alrededor del 50%, datos envidiables para el resto del archipiélago pero que ni en el mejor de los casos se acercan al objetivo "100% renovable". Gorona del Viento dispone de 5 aerogeneradores de 2,3 MW cada uno. Esto quiere decir que la potencia total del parque eólico debería ser de 11,5 MW, trabajando a potencia nominal; Sin embargo, durante el periodo de operación la generación eólica nunca ha superado los 7,5 MW a pesar de que ha habido muchos momentos en los que había viento suficiente, esto ocurre a causa de una necesaria limitación de potencia de salida de los Aerogeneradores para no poner en peligro la estabilidad de la red. Y es que mantener una red estable solo con generación eólica no es tan fácil como pueda parecer. La red opera a merced de un recurso variable con un sistema de generación que apenas tiene inercia para amortiguar los cambios en la demanda (Energy Matters, 2016).

Por otro lado, hay que tener en cuenta que la energía eólica es la única fuente renovable de energía primaria de Gorona del Viento. Por lo tanto, para conseguir un objetivo 100% renovable, ésta debería producir al menos el 100% de la energía eléctrica demandada; Sin embargo, la energía eólica ha producido 24,5 GWh, mientras que la demanda total ha sido de 45.1 GWh (Energy Matters, 2016).

La principal conclusión es que el parque eólico de El Hierro es demasiado pequeño para lo que esta isla necesita. Si en un futuro se consiguen superar los problemas que llevan a limitar la potencia eólica se podrá conseguir un mayor porcentaje de penetración renovable.

Otro problema que afronta la isla es la poca capacidad de almacenamiento de agua en sus depósitos. El depósito superior de la central de bombeo fue construido para amortiguar las fluctuaciones de la generación eólica. Sin embargo, solo tiene capacidad suficiente para abastecer la demanda de El Hierro durante dos días con ausencia de viento. Un lugar donde los periodos de poco viento se puede alargar durante meses. Está claro que es imposible dimensionar el almacenamiento para tanto tiempo, pero todo apunta que se ha optado por un depósito superior demasiado pequeño.

Otro tema del que se debería ahondar es en la posibilidad de una sustitución gradual de la flota automovilística de la isla en un proceso de transición hacia el vehículo eléctrico y en la energía solar fotovoltaica.

Aun conociendo estos datos que reflejan una realidad muy distinta a la que se quiere mostrar por parte de la corporación, no cabe duda que el proyecto ha demostrado que puede abastecer el 100% de la demanda durante algunas horas o días siendo un gran ejercicio de ingeniería que permitirá producir buena parte de las necesidades energéticas del Hierro mediante renovables. Teniendo en cuenta que se trata de un sistema aislado y que antes generaba el total de su energía con diésel, esto ya es un logro.

7.2. La Gomera

Se trata de la isla que se encuentra a la cola a la hora apostar por un cambio de modelo energético ya que, salvo en contadas ocasiones, no apuesta por políticas de ahorro energético, no dispone de ningún programa o proyecto para fomentar las energías limpias y se trata de la isla que menos invierte en la lucha contra el cambio climático y en el cambio del modelo energético.

La Gomera se configura como la isla con menor contribución en el parque de Las Renovables del archipiélago con una dependencia del 98% del petróleo. Esto se contrapone con el gran potencial que posee la isla; grandes recursos eólicos y solares, una población relativamente reducida y espacios protegidos limitados lo que se traduce en menores restricciones medioambientales, siendo el espacio idóneo para simular un sistema parecido al de El Hierro.

Como se trata de una isla que da pie a desarrollar multitud de supuestos, a continuación se desarrollan cuatro posibles escenarios de actuación en un periodo a corto-medio plazo extraídos de un proyecto realizado por la Escuela de Organización Industrial, EOI.

Escenario actual: Se trata de un sistema basado en generación eléctrica con grupos diesel (central térmica El Palmar) situado en la capital de la isla y cuya distribución viene dada por una red eléctrica insular en forma de anillo de 20KW. Atendiendo a los datos facilitados por el Anuario Energético de Canarias 2014, el precio del diesel se situaba en 0,5€/litro, mientras que el consumo de combustible para la generación eléctrica de La Gomera constituían unos 18 millones de litros, esto se traduce en que el precio la electricidad se situaba en 0,194€/KWh (Consejero de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2014). Se trata de un sistema altamente dependiente del exterior debido a la ausencia de recursos petrolíferos del archipiélago y poco diversificado lo que genera mayor inseguridad a la red de suministro y constantes fluctuaciones del precio de la electricidad a causa de los continuos cambios del precio del petróleo, por lo tanto no se considera un escenario óptimo para la isla.

Escenario alternativo 1, sin almacenamiento de energía: En segundo lugar se plantea el desarrollo de un sistema en el que se diversifique más el mix energético basado en dos fuentes de energía principales y una fuente de energía soporte que en este caso será el Gas Natural.

Se trata de la construcción de un parque solar fotovoltaico que aporte una potencia instalada de 17 MW lo que reportaría unos 29 GWh/año y la ampliación del parque eólico de Epina con la instalación de otros 10 MW de potencia lo que supondría unos 30 GWh/año.

Esto da como resultado un coste de generación eléctrico de 0,129 €/KWh, cubriendo un 69% de la demanda en fracción renovable siendo un 34% correspondiente a los paneles solares fotovoltaicos y un 35% a la eólica; sin embargo esto representa un exceso de electricidad del 20,9%.

Se trata de un escenario altamente atractivo en el que el 70% de la energía provendría de las fuentes de energías renovables, esto supondría un ahorro considerable. El 30% restante vendría dada por la sustitución del Diesel por Gas Natural, combustible, que aun siendo perjudicial, tiene un factor menos contaminante que el anterior.

Escenario alternativo 2, con almacenamiento de agua: El mix energético se distribuiría en 20 MW de potencia instalada en forma de paneles solares fotovoltaicos lo que reporta 35 GWh/año aproximadamente, 10 MW de potencia eólica instalada (30 GWh/año) y un depósito inferior de 40 000 m³ de agua. Este escenario reporta un coste de generación de 0,114 €/KWh, cubriendo el 79% de la demanda por parte de las energías renovables (42% Parque solar fotovoltaico y 37% parque eólico) y un exceso de electricidad del 15%.

Escenario 100% Renovable: Para poder llegar a esta cifra se necesitarían 60 MW de potencia solar fotovoltaica instalada, 22 MW de eólica y un depósito de 400 000 m³, lo que reportaría un coste de 0,191 €/KWh, las renovables cubrirían el 100 de la demanda aunque generaría casi un 60 % de exceso de electricidad poniendo en serio peligro la estabilidad de la red y si observamos los costes de generación es prácticamente el mismo que si se utilizara el modelo convencional actual.

Una vez expuestos estos cuatro escenarios se concreta que el escenario óptimo equivaldría al escenario número dos, en el que existe una combinación de energía solar, eólica e hidráulica ya que el coste de generación es menor y si se compara con el sistema actual basado en combustibles fósiles se reduce en un 50% los costes de generación, además se reduce en un 80% las emisiones ocasionadas por la combustión de productos diesel. Por lo tanto se procede a desarrollar en mayor profundidad el escenario elegido.

Según el Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas de la isla de La Gomera establece siete emplazamientos eólicos al Noroeste y Sureste de la isla siendo los que se encuentran al Sureste los que tienen un mayor potencial eólico y se encuentran cerca del mayor foco de consumo eléctrico de la isla que es su capital, la cercanía es un factor importante y que se debe tener en cuenta ya que se evitan pérdidas de energía en el transporte y se reducen los costes de distribución.

En el caso del parque solar fotovoltaico, en el Plan Insular de Ordenación de La Gomera (PIOG) también se establecen tres zonas ideales para el establecimiento de parques solares fotovoltaicos situados en la vertiente Suroeste de la isla de La Gomera, concretamente en los términos municipales de Vallehermoso y Alajeró siendo el espacio con mayor superficie el situado en la localidad de Guarchico con 103,10 Hectáreas y una capacidad instalable de 34,3 MW. Cabe destacar que la zona cuenta con una alta radiación solar equivalente a 1750 horas al año de Sol, lo que reporta unos 35 000 MWh/año.

El sistema de almacenamiento de bombeo-turbinación consistiría en dos presas, una inferior (a construir) y otra superior (ya existente) con un salto neto entre las dos de unos 500 metros, la presa de Amalahuigue, una presa con una capacidad de 0.90 hm³, un volumen medio de almacenamiento de 0.20 hm³ y que tiene un uso para regadío de 0.089 hm³ dejando un volumen de 0.11 hm³ de agua disponible para almacenamiento. El depósito inferior tendría una capacidad de 0.46 hm³ de los cuales se utilizarían solo el 10% del total.

Otro lugar de almacenamiento a modo de agua alternativo o complementario al anteriormente descrito podría ser la presa de La Encantadora, donde se podría desarrollar otro sistema de bombeo con la construcción de un embalse superior situado en el Raso del Quebradón, lo que supone un salto en bruto de 710 metros entre los dos embalses que estarían conectados entre sí mediante conducción forzada por tuberías subterráneas en los tramos donde atravesase el Parque Nacional de Garajonay.

Con la construcción de este sistema obtendríamos un exceso de electricidad -propio de sistemas aislados como éste- del 15% aproximadamente provocado principalmente por la central fotovoltaica ya que en las horas punta la producción eléctrica supera a la demanda y a la capacidad de almacenamiento. Como posibilidad de aprovechamiento de este exceso se plantea la posibilidad de sustituir la flota de transporte público que funciona con Gas-oil por vehículos eléctricos donde el exceso sirva para recargar las baterías.

Por último se debe abordar un interesante proyecto que tiene Red Eléctrica, la interconexión La Gomera-Tenerife y que prevé desarrollar para el año 2019. Consiste en la conexión vía cable submarino entre las dos islas, esto generaría mayor seguridad en el suministro, mejor estabilidad de la red, reducción de los costes de generación y una mayor integración de las Energías Renovables; no obstante, con el modelo presentado habrían problemas de sobredimensionamiento eléctrico.

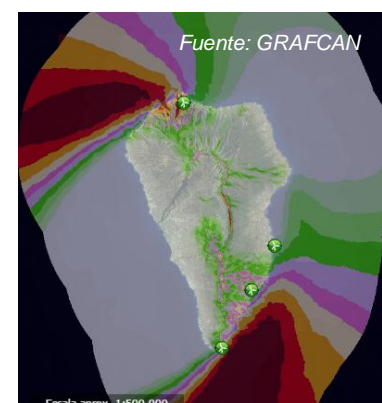
7.3. La Palma

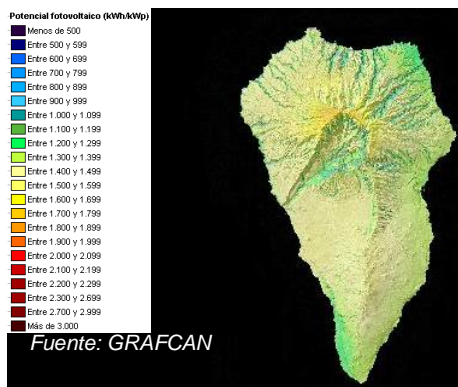
Atendiendo a las condiciones demográficas y económicas de la isla, aspectos fundamentales para poder presentar el modelo insular, se debe decir que la isla cuenta con una población de 81.486 habitantes, un 3,9% de la población total canaria (Instituto Canario de Estadística, Gobierno de Canarias, 2016) de los cuales más del 40% de la población se concentra en Los Llanos y Santa Cruz de La Palma.

Desde el punto de vista socioeconómico, éste se caracteriza por tener centrado su desarrollo en el sector primario, más concretamente en el subsector agrario. Es la isla del archipiélago con los mejores recursos para el desarrollo agrícola siendo la de mayor porcentaje de población dedicada a la agricultura. La Palma está fuertemente vinculada al cultivo platanero, actividad que representa el 60% del PIB (Cabildo de La Palma y CREA, 2015) de la economía palmera, prácticamente lo mismo que el turismo es para otras islas como Fuerteventura o Lanzarote. Por último, el sector servicios es el que ocupa a un mayor porcentaje de la población destacando el comercio y el turismo. Este último vive una etapa de crecimiento especialmente como turismo de naturaleza y astrológico que se está convirtiendo en una alternativa de ingresos para la economía palmera (Cabildo de La Palma y CREA, 2015).

La Palma es una de las islas con mayor potencial hidráulico del archipiélago. En ella se encuentra la central de El Mulato primera central minihidráulica de Canarias con una potencia instalada de 800kW. Situada en el barranco de Los Tilos, aprovecha un salto de caudal de 535m de altura de los manantiales de Marcos y Cordero. Actualmente está fuera de servicio aunque en el año 2012 se terminó la concesión de explotación de 99 años que tenía Unelco sobre ella, gracias a ello, el Cabildo baraja la posibilidad de ampliar su capacidad (de 800 KW a 1.500 KW) y volver a ponerla en funcionamiento (Cabildo de La Palma y CREA, 2015).

El potencial eólico se configura como uno de los recursos más abundante de la isla, más concretamente, al Noroeste (municipio de Garafía) y al Sureste (municipios de Fuencaliente y Villa de Mazo), donde están ubicados los actuales parques eólicos existentes. Según los Planes Territoriales Especiales de Ordenación de Infraestructuras Energéticas (PTEOIE) existe un potencial de energía eólica de 160 MW en la isla para el año 2025. Actualmente hay instalados alrededor de 7 MW, por lo que el potencial máximo de crecimiento alcanza los 153 MW (Cabildo de La Palma y CREA, 2015).



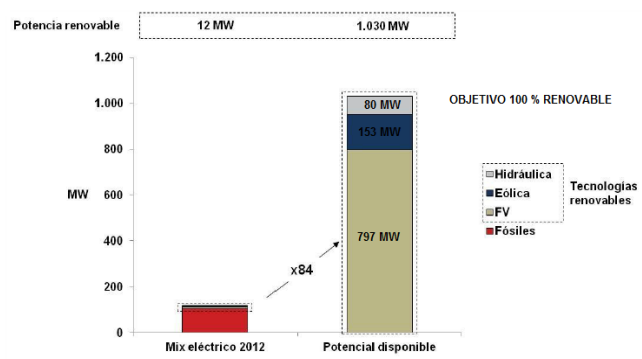
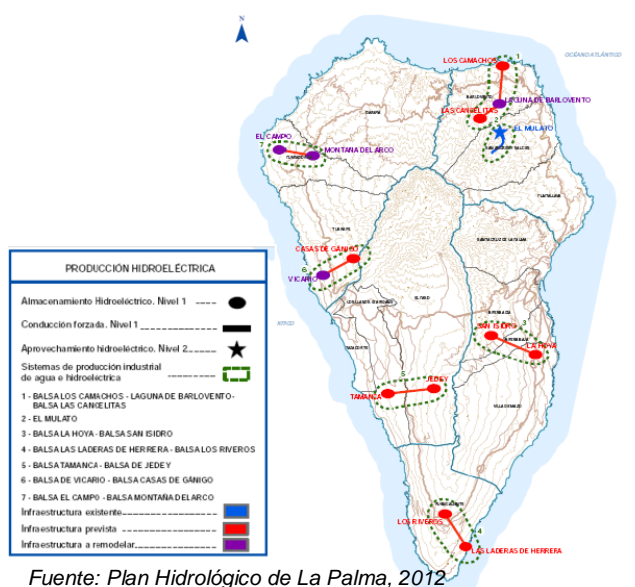


Las zonas con mayor recurso solar corresponden al interior de la Isla, especialmente en la zona centro-sur (municipios de El Paso, Fuencaliente y Villa de Mazo). Hay que tener en cuenta que parte de estos terrenos, sobre todo en el municipio de El Paso, forman parte de espacios naturales protegidos, como son el Parque Natural de Cumbre Vieja y el Parque Natural de Las Nieves, por lo que su aprovechamiento es limitado.

En el análisis realizado en los Planes Territoriales Especiales de Ordenación de Infraestructuras Energéticas (PTEOIE) se han identificado las reservas de suelo disponibles para actuaciones de energía fotovoltaica (superficie total 46.163.442 m²). En total, el PTEOIE determina que en la Isla de La Palma existe un potencial bruto de 841,8 MW de potencia FV en suelo. Actualmente se han instalado alrededor de 4,5 MW, por lo que el potencial máximo futuro alcanzaría los 837,5 MW, de los cuales se han planificado actuaciones para una potencia de 797,3 MW (Cabildo de La Palma y CREA, 2015).

La orografía de La Palma y sus condiciones climatológicas hacen que la isla disponga de las características más favorables de todo el archipiélago canario para el aprovechamiento de la energía hidráulica. La Palma es la isla más húmeda de Canarias, con una precipitación media insular de unos 737 mm (equivalente a 516 hm³/año) frente a los 325 mm del resto de islas. La zona noreste es la que presenta mayores precipitaciones (municipios de Barlovento y San Andrés y Sauces), donde se encuentra la única central minihidráulica de la isla (Cabildo de La Palma y CREA, 2015).

El potencial hidrológico recae en que, de acuerdo con el Plan Insular de Ordenación del Territorio de La Palma, todas las balsas de la Isla tienen consideración de infraestructura con potencial hidroeléctrico. Adicionalmente, se permite construir nuevas balsas para el aprovechamiento hidroeléctrico. En la imagen se observan una serie de proyectos hidroeléctricos mediante embalses de bombeo para llegar a la cifra de 80 MW de potencia instalada (Cabildo de La Palma y CREA, 2015).



Tal y como se observa en la gráfica, desde un punto de vista de disponibilidad de recurso, podría aumentarse la potencia renovable de la Isla más de 80 veces.

Es importante destacar que la tecnología hidráulica es una forma de almacenamiento de energía; es decir, esos 80 MW potenciales no representarían una capacidad de generación por sí mismos, si no que servirían para gestionar el resto del mix de generación. Es precisamente el potencial existente de bombeo lo que permite plantear un posible escenario de

generación 100% renovable: al ser las tecnologías solares y eólicas no gestionables, deberán contar con tecnologías auxiliares de respaldo para evitar desabastecimientos (Cabildo de La Palma y CREA, 2015).

El Plan Director de Eficiencia Energética de La Palma estima que el orden de magnitud de inversiones directas requeridas para poder alcanzar un mix de generación 100% renovable en la isla se encontraría entre los 150 y 200 millones de euros.

Aunque no cabe duda de las potencialidades que tiene la isla para llevar a cabo estos proyectos y convertirse en una isla autosuficiente, estos proyectos son ambiciosos en el contexto socioeconómico actual, de incertidumbre en las políticas energéticas y la falta de implicación de los representantes políticos y la sociedad en estos temas, por lo que el horizonte temporal para conseguir estos objetivos se situaría en 2050 aunque la propuesta del PTEOIE sea 2025 (Cabildo de La Palma y CREA, 2015).

7.4. Sistema Fuerteventura-Lanzarote

El sistema energético de Fuerteventura es relativamente sencillo, y de pequeña dimensión, al estar aislado, (realmente está conectado al sistema de Lanzarote, como ya sabemos).

Estas características, en contra de lo que pudiera parecer en un primer momento, añaden dificultad a la planificación, ya que es necesario dar equidad al sistema porque, al contrario que pueda pasar en un sistema energético como el Peninsular, conectado entre sí y por ello prácticamente "ilimitado", la planificación y su respuesta en el planeamiento se convierte en una necesidad de primer orden. Por otro lado, existe un elevado porcentaje del territorio sometido a protección ambiental, lo que da lugar a que el abanico de posibilidades de nuevas implantaciones para las infraestructuras energéticas se vaya cerrando cada vez más a medida que pasa el tiempo, crece la conciencia social sobre el medio ambiente dejando de lado las necesidades reales de la población en cuanto a demandas energéticas (GESPLAN S.A.U. y Cabildo de Fuerteventura, 2010).

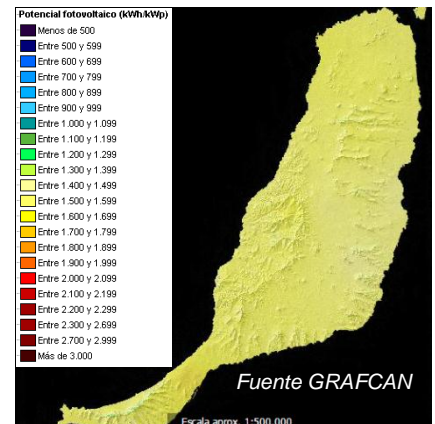
Un proyecto viable y que daría una mayor estabilidad al sistema y una mayor incursión de las tecnologías "Renovables" sería llevar a cabo la interconexión de todas las islas Orientales -el sistema eléctrico de Gran Canaria con el sistema eléctrico Fuerteventura – Lanzarote-. Se basa en intentar reducir la vulnerabilidad de dos sistemas eléctricos aislados transformándolos en un único sistema de tamaño superior y, por tanto, más robusto. El tamaño de ambos sistemas (la punta de demanda en 2013 en Fuerteventura – Lanzarote fue de 251 MW frente a los 553 MW de Gran Canaria) permite asegurar que el intercambio de potencia entre ellos será importante para ambos obteniéndose una reducción de los costes variables de generación, una reducción de emisiones de CO₂, una mayor integración de energías renovables e incluso un retraso en la necesidad de construcción de nuevas centrales de generación convencionales en Lanzarote-Fuerteventura (Secretaría de Estado de Energía, Ministerio de industria, turismo y comercio, 2011).

Según los datos ofrecidos por el Informe de Sostenibilidad Ambiental de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2012-2020, si se llevara a cabo este enlace entre Gran Canaria y Fuerteventura-Lanzarote reportaría grandes beneficios para el sistema, siendo sus ventajas más importantes las siguientes:

- Disminución de los costes de generación en torno al 8-10%. Además, los requerimientos de reserva energética del conjunto disminuyen respecto a los requerimientos de los sistemas por separado.
- Disminución de los costes de inversión, operación y mantenimiento en generación térmica. Los requerimientos de potencia para los sistemas por separado son muy superiores a las necesidades de potencia para el sistema en su conjunto.

- Mayor penetración de las energías renovables. El enlace facilitaría la integración de las energías renovables. De ello se derivará una menor exposición al riesgo derivado de la evolución de los precios de los combustibles fósiles al no depender de éstos para generar la electricidad.
- Disminución de las emisiones de CO2 de origen eléctrico. Como consecuencia de la mayor penetración de energías limpias.

Junto con la interconexión ya descrita se plantea una mayor introducción de *Las Renovables* por medio de la instalación de paneles solares fotovoltaicos atendiendo a que el potencial fotovoltaico es superior al eólico por su localización geográfica (más orientada al Este, lo que implica mayor cantidad de horas de sol) y por razones orográficas, la ausencia de elevaciones importantes en el terreno que permitan la instalación de aerogeneradores y así aprovechar en mayor medida el flujo constante de viento. El potencial fotovoltaico en toda la isla se sitúa entre 1.400–1.800 KWh/año.



En el caso de Lanzarote, el crecimiento económico, basado en el desarrollo turístico, ha llevado a un considerable incremento poblacional, residente y flotante, conllevando el crecimiento de los restantes sectores económicos e incrementando la demanda de abastecimientos y servicios básicos, como el agua y el transporte, con gran repercusión sobre el sistema energético insular.

La energía final consumida se concentra casi en exclusiva en combustibles fósiles destinados al transporte y en consumo eléctrico para los restantes usos energéticos. Los hogares son uno de los principales grupos consumidores eléctricos, junto al sector servicios, directamente ligado al gran peso de la actividad turística en la economía local. Por otro lado destaca la necesidad de desalación e impulsión de agua para satisfacer las necesidades de la población y los servicios, este proceso consume una quinta parte de la energía insular. En el caso del transporte, el actual sistema de movilidad se basa casi en exclusiva en el transporte privado por carretera –el parque automovilístico más grande del archipiélago-, dadas las limitaciones que imponen las características insulares al establecimiento de modos de transporte como el ferrocarril, metro o tranvía. Con todas estas premisas El desarrollo de un nuevo modelo energético se hace fundamental.

En la actualidad, menos del 5% -774,87 GWh/año- de la producción eléctrica proviene de tecnología renovable lo que genera un exorbitado consumo de combustible -248.260 Tep/año- que genera unos costes aproximados de 170 M/€ al año. El objetivo es conseguir que las Energías Renovables se erijan como el principal motor generador de energía de la isla y para ello se va a tomar un modelo presentado por el Cabildo de Lanzarote y el Consorcio del Agua de Lanzarote para el horizonte 2020 (Cabildo de Lanzarote y Consorcio del Agua de Lanzarote, 2016).

En primer lugar potenciar la generación eólica pasando de dos parques eólicos existentes en la actualidad -8.775 KWp- a seis parques situados en la vertiente Sureste de la isla, hasta llegar a los 53.000 KWp. Además establecer un total de tres parques fotovoltaicos y pasar de los 7.700 KWp actuales a 12.612 KW de potencia instalada, todos ellos situados al Sur del término municipal de Arrecife. Con estas medidas se pasaría de menos del 5% de participación en el mix energético actual al 22% por parte de las renovables en el 2020 (Cabildo de Lanzarote y Consorcio del Agua de Lanzarote, 2016).





Fuente: Cabildo de Lanzarote

aportando 84 MW de potencia instalada en total. En cuanto al parque fotovoltaico, se trataría de una repotenciación del parque instalado en Arrecife (Cabildo de Lanzarote y Consorcio del Agua de Lanzarote, 2016).

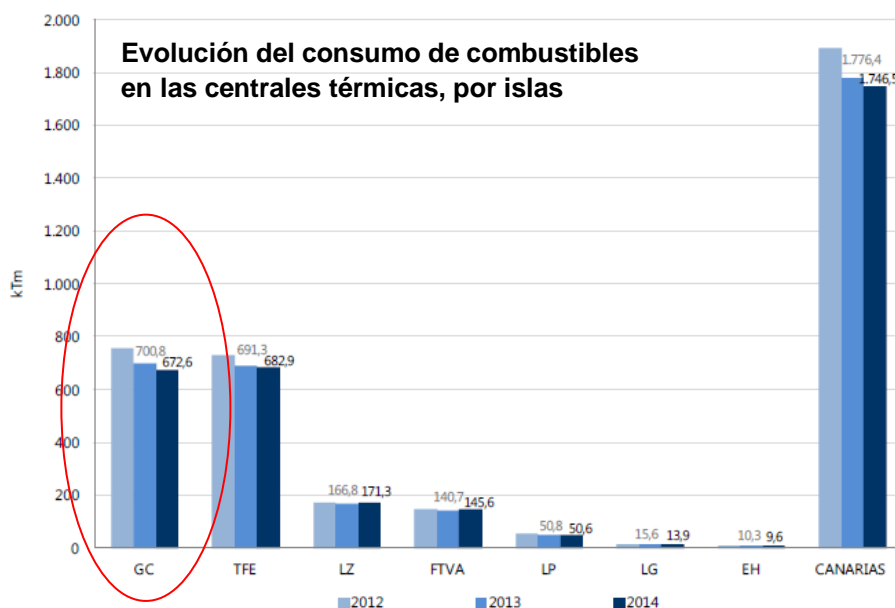
Una previsión más ambiciosa sería conseguir que el 50% del mix energético venga dado por las renovables en 2038 y según este proyecto se podría conseguir mediante el aumento de la participación eólica y solar aprovechando que son los recursos más abundantes en esta isla. Según el proyecto esto se conseguiría doblando la cantidad de parques eólicos hasta llegar a los 153 MW instalados y 12 MW fotovoltaicos. Como se observa en la imagen se prevé la instalación de dos parques eólicos offshore

Como ya se sabe, se espera que las tecnologías en base a las baterías de almacenamiento avancen de tal manera que sean el complemento que necesitan las renovables para establecerse como el motor energético, por tanto, según este estudio, se prevé que con la implantación de baterías las Energías Renovables podrán alcanzar el 72% en 2038 para la isla. (Cabildo de Lanzarote y Consorcio del Agua de Lanzarote, 2016).

Si a esto le sumamos que en el espacio temporal del que se está hablando se produzca una progresiva sustitución del parque móvil convencional por vehículos eléctricos y la tecnología en la desalación de agua sea más eficiente se puede conseguir una isla prácticamente sostenible energéticamente.

7.5. Gran Canaria

Se trata del segundo mayor sistema del archipiélago -por detrás de Tenerife- ya que comporta el 37,6 % de toda la potencia eléctrica instalada en Canarias siendo los sistemas de generación convencionales (origen térmico y cogeneración) los reinantes en el mix grancanario -1025 MW instalados entre centrales térmicas y generación frente a 125,2 MW de potencia eólica y fotovoltaica- esto reporta unos 3 548 000 MWh/año puesto en red de los cuales solamente 302 MWh/año vienen aportados por las fuentes renovables (8% de participación). Este exceso de producción por parte de una sola fuente de energía provoca que Gran Canaria sea la isla con mayor gasto de combustible en los años 2012, 2013 y ligeramente superado por Tenerife en el 2014 (Consejero de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2014).



Fuente: Anuario Energético de Canarias, 2014

Por lo tanto, el parque generador para el año 2014 de la isla incluye motores diesel, turbinas de vapor, turbinas de gas y el ciclo combinado (92% de la potencia instalada) y parque eólicos y fotovoltaicos (8% del total) de los cuales estos últimos se desglosan en un 80% de potencia eólica instalada frente al 20% de parques fotovoltaicos (Consejo Económico y Social, Gobierno de Canarias, 2014).

El problema al que se enfrenta un sistema eléctrico a la hora de asumir una generación no controlable como es la eólica radica en la aleatoriedad de la fuente o combustible, en este caso el viento primordialmente. Hay que contar con que el viento aunque sigue unas pautas de comportamiento y exista toda una ciencia en cuanto a predicciones y estudios de vientos, conserva un carácter aleatorio. Este carácter del viento entraña que si en un momento dado en el que se cuenta con cierta cantidad de energía de origen eólica cesa el viento y por tanto desaparece esta generación, el sistema deberá estar preparado para su reposición inmediata. De esta reposición se encargarán grupos que en ese momento se encuentren conectados a la red y cuyas características técnicas les permitan aumentar su producción de manera que la demanda pueda ser colmada de nuevo inmediatamente.

Por otro lado puede ocurrir lo contrario, es decir que el viento haga que la capacidad de generación eólica aumente, el sistema deberá estar preparado también para asumir esta nueva generación y se encargarán de ello grupos que en ese momento se encuentren conectados a la red y puedan disminuir su producción rápidamente para dar paso a la nueva energía que entra en el sistema. En la actualidad el sistema de Gran

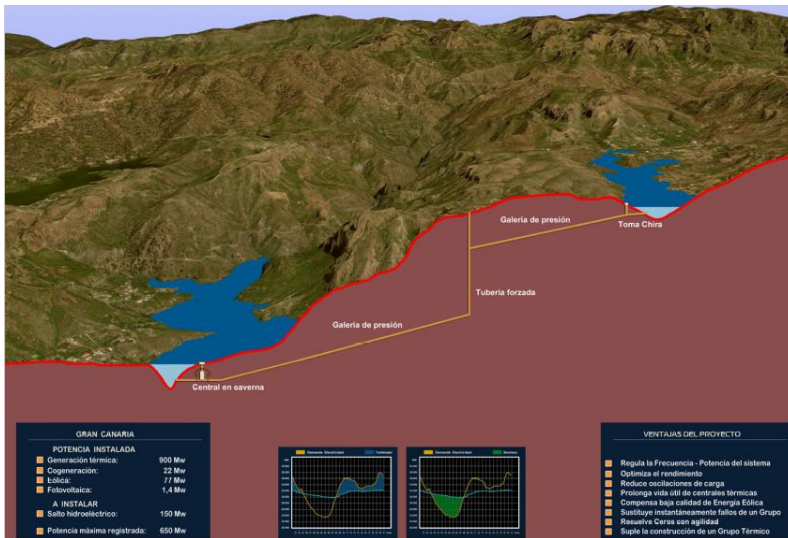
Canaria que cuenta con 85,9 MW de energía eólica instalados no registra ningún problema de operación con respecto a la integración de la energía eólica en el sistema; sin embargo se debe combatir la problemática de la aleatoriedad del viento con medidas de almacenamiento energético buscando sistemas similares a los ya propuestos para La Gomera y El Hierro.

El supuesto que se va a presentar a continuación se basa en el proyecto de la Central Hidroeléctrica Chira-Soria. Se trata de una central hidroeléctrica que se construirá aprovechando las dos presas que ya existen en la zona central de la isla y que se estima que podría generar hasta 200 megavatios diarios de electricidad, esto representaría que podría satisfacer entorno al 60% de la demanda eléctrica insular (Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, 2011).

Es por ello que se plantea la introducción de energías renovables mediante una central hidroeólica reversible que aproveche al máximo el recurso eólico e hidráulico de la isla. La existencia en Gran Canarias de una orografía caracterizada por grandes desniveles, numerosos embalses y galerías, permite considerar la posibilidad de instalar turbinas hidroeléctricas, cuya velocidad de respuesta a los requerimientos del sistema es superior a los de los grupos térmicos convencionales y la instalación de un grupo de aerogeneradores que utilicen su energía excedente para el bombeo de agua de un depósito inferior a uno superior y de esta manera almacenar la energía para ser utilizada en los periodos más desfavorable desde el punto de vista eólico o solar. Adicionalmente se prevé la instalación de una central desaladora que abastezca de agua en periodos de escasas de lluvias (Ocón, 2011).

El Cabildo de Gran Canaria cuenta con un importante patrimonio de presas gestionadas por el Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, las presas involucrados en este estudio son Chira y Soria, situados al sur de la isla. En esa zona la permeabilidad es baja o muy baja con lo que se aprovecha una gran parte de la escorrentía superficial. En la actualidad el uso que se le da al agua es exclusivamente para el riego, uso poco significativo que no pone en peligro la viabilidad del proyecto (Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, 2011).

El depósito superior correspondería a la de presa de Chira (5,85 hm³) situada a 870 m.s.n.m. y el depósito inferior sería la presa de Soria (32,3 hm³) a 490 m.s.n.m. ambas en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana en la vertiente Suroeste de la isla. Las dos presas estarán conectadas mediante una tubería subterránea que atraviesa el Lomo de La Palma. La Central dispondría de un salto neto de 350 metros. se obtendría una potencia eléctrica instalada de 180 MW produciendo 652 GWh/ año (Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, 2011).



Fuente: Cabildo de Gran Canaria

Otro proyecto que se prevé llevar a cabo es la interconexión entre las islas que conforman la Provincia de Gran Canaria. El enlace entre Gran Canaria y Fuerteventura tendrá una capacidad de 200 MVA y una inversión total de 474,5 M€ (de los cuales, 460 M€ corresponden al cable submarino), y el de Fuerteventura-Lanzarote consiste en reforzar la conexión ya existente entre estas dos islas con una capacidad adicional de 120 MVA suponiendo una inversión total del proyecto de 53 M€ (de los cuales, 32 M€ corresponden al cable submarino). Estos enlaces permitirán abastecer la demanda del sistema Gran Canaria-Fuerteventura-Lanzarote con un mix de generación menos contaminante y más eficiente que el que actualmente presentan los dos sistemas de forma aislada (SUBDIRECCIÓN GENERAL DE PROGRAMACIÓN TERRITORIAL Y EVALUACIÓN DE PROGRAMAS COMUNITARIOS, 2015).

Por último, cabe citar la apuesta firme que está desarrollando la isla en el estudio de la energía eólica offshore convirtiéndose en el primer emplazamiento con este tipo de tecnología en España. El proyecto “Mar de Canarias” estará entre la punta de Tenefé y el barranco de Tirajana, en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana, al Suroeste de Gran Canaria. El proyecto plantea la instalación de un parque eólico experimental formado por dos aerogeneradores de 5 MW cada uno y separados entre sí a unos 600 metros para evitar problemas de inestabilidad del viento. La salida de la energía se realizará a través de un cable submarino de 20 KV que conecta ambos aerogeneradores entre sí y éstos con la tierra firme, hasta alcanzar la subestación de destino. El tendido será subterráneo, con una longitud de 1100 metros en total y atravesará en parte la zona intramareal, hasta alcanzar una profundidad determinada a partir de la cual el cable estará fondeado directamente sobre el lecho marino (BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO Núm. 293, 2014).

7.6. Tenerife

Tenerife, la isla más poblada del Archipiélago Canario, albergaba, según datos del ISTAC, un total de 891.111 habitantes censados en 2016 . Alrededor de un 25% de la población total de la isla de Tenerife (203.585 habitantes) residen en la capital y cerca del 45% (356.696 personas) en su área metropolitana (Instituto Canario de Estadística, Gobierno de Canarias, 2016).

A la población residente en la Isla, hay que sumar la población flotante, fruto sobre todo del fenómeno turístico. El importante desarrollo turístico, localizado básicamente en el sur de la Isla, provoca que estos municipios acojan una gran cantidad de visitantes a lo largo de todo el año. El *boom* turístico ocurre especialmente durante el último decenio del siglo XX hasta el año 2001. Posteriormente, se produjo un estancamiento entre 2002 y 2008 con la llegada de la crisis. En 2009, se produjo un receso muy significativo

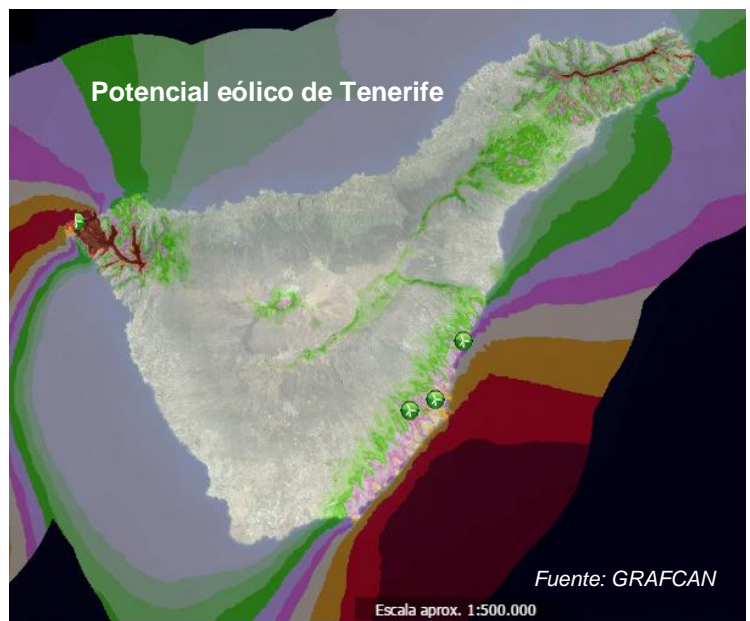
y a partir de 2010 se empezó a invertir la tendencia aumentando el número de turistas alcanzando cifras de record en los últimos años.

Tradicionalmente, la economía en las Islas Canarias se basaba en la agricultura y el comercio, pero desde los años sesenta el sector de servicios ha experimentado un crecimiento enorme debido al turismo, que representa actualmente la actividad económica más importante.

Estas premisas generan un gran consumo eléctrico en la isla, por lo tanto basar la generación eléctrica simplemente con renovables implicaría desarrollar estrategias muy complejas y costosas dadas las deficiencias estructurales y socioeconómicas actuales; sin embargo, no cabe duda del gran potencial que tiene la isla y el archipiélago. A continuación se presentan unas estrategias a desarrollar para que las energías renovables tengan una mayor participación, que se estima en torno al 50% para 2020. La parte restante de la generación vendría dada por turbinas de cogeneración y por medio del Gas Natural, que aunque siguen siendo contaminantes, presentan valores inferiores a los del Fuel-Oil (Instituto Tecnológico de Canarias y Cabildo de Tenerife, 2012).

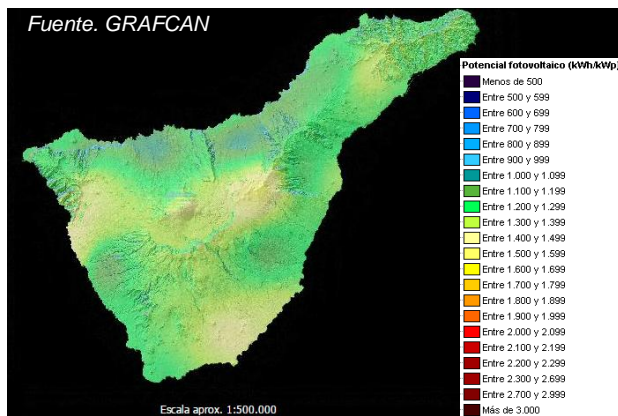
Para una mayor participación de las renovables en el mix de generación las estrategias deben ir encaminadas en el uso intensivo de la energía eólica y solar fotovoltaica, aunque no se descarta el uso de otras fuentes renovables que puedan alcanzar niveles adecuados de desarrollo tecnológico, uso fiable y costes (hidráulica reversible, eólica offshore, undimotriz, etc.).

El PECAN preveía para Tenerife una potencia eólica de 402 MW para 2015 (Consejería de empleo, industria y empleo, 2012), potencia que nunca llegó a ser instalada en los plazos de tiempo fijados ya que, terminando el año 2015, sólo hay 37 MW (Consejero de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2014). En un escenario optimista para 2020 es posible que, si no se alcanzan los 402 MW, al menos se acerquen a ese valor. Con esta potencia eólica instalada se podrían alcanzar los 833.346 MWh anuales (Consejería de empleo, industria y empleo, 2012). Teniendo en cuenta, solamente, el recurso eólico, la disponibilidad de territorio, y cumpliendo con la normativa, se concluye que se podría alcanzar una potencia eólica máxima en Tenerife superior a la prevista en el PECAN. Aunque, si se consideran los problemas que plantean los sistemas eléctricos insulares y la no gestionabilidad de la energía eólica se necesitarían de otras fuentes soporte como puede ser la hidráulica o geotérmica.



Como se observa en el mapa de potencial eólico de la isla, las zonas de mayor potencial corresponden a la vertiente Sureste (Zona litoral de Fasnia, Arico y Granadilla) y Noroeste (Macizo de Teno).

Otro campo de acción muy atractivo es la energía eólica *offshore*. En el mar, el viento se encuentra con una superficie de rugosidad muy baja y sin obstáculos lo que implica que la velocidad del viento no experimenta grandes cambios. Además, el viento es menos turbulento que en tierra, con lo que se obtiene una producción de electricidad más estable y un 20% superior a la eólica *onshore* (en tierra) y se amplía el período de trabajo útil del aerogenerador. El principal problema para su implantación radica en que deben instalarse en aguas poco profundas, situación poco frecuente en Canarias.

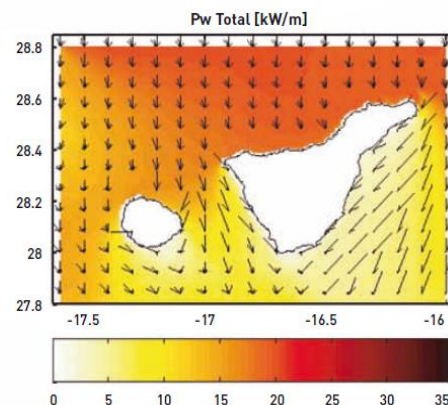


En cuanto a la energía solar, A finales de 2009 la potencia real instalada ascendía a casi 100 MW, lo cual estaba muy por encima de las previsiones del PECAN que preveía la potencia en 35 MW. Para finales de 2015 se esperaba una potencia instalada de 57 MW, no obstante la potencia en este año alcanzó los 115 MW (Anuario Energético de Canarias, 2014). La revisión que se hizo del PECAN en 2007, con previsiones más adaptadas, prevé una potencia para 2015 de 151 MW, cifra que no se consiguió para las fechas anunciadas pero que se esperan superar para 2020 e incluso alcanzar los 240 MW (Instituto Tecnológico de Canarias y Cabildo de Tenerife, 2012).

Hay que mencionar que la energía Undimotriz tiene un potencial real en el archipiélago. Según el IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) sitúa a Canarias como uno de los mejores emplazamientos para el aprovechamiento de esta fuente energética por la alta persistencia anual del recurso y la baja frecuencia de temporales extremos. En Tenerife se desarrolló, entre 2007 y 2008, el proyecto WAVENERGY. Este proyecto tenía como finalidad la elaboración de un plan que definiese las acciones y prioridades a llevar a cabo para el desarrollo de la energía proveniente de la fuerza de las olas (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE, 2011-2020).

El oleaje que baña las costas canarias tiene una componente *swell* muy importante, es decir, son generados por borrascas localizadas a grandes distancias de la costa, lo que generan olas de gran regularidad, especialmente en la fachada Norte de las islas; el IDAE establece una potencia media de 13,59 KW/m para Canarias lo que reportaría 88 TWh/año.

Potencia media y porcentaje de energía por sectores



Fuente: Evolución del potencial de la energía de las olas, IDAE, 2012

La energía geotérmica se erige como otra fuente viable de generación. Las investigaciones llevadas a cabo por el IGME (Instituto Geológico y Minero de España) entre 1970 y 1990, han puesto en relieve la probabilidad de existencia de yacimientos de vapor o mezcla de agua y vapor en varias áreas de Tenerife – Noroeste (zonas altas de Icod-Santiago del Teide), Este (zonas altas de arico-Fasnía) y Sur (zonas de Vilaflor-Granadilla de Abona) de la isla. En las tres zonas citadas, se ha estimado que existen yacimientos entre 2.500 a 3.500 metros de profundidad y temperaturas de 200- 220 °C, se advierte que las posibilidades de explotación de acuíferos son difíciles debido a la gran profundidad a la que se encuentra el nivel de agua subterránea. La única excepción se encuentra en las franjas costeras, donde el relieve se mantiene bajo, pero con el inconveniente del elevado contenido en sales de las aguas subterráneas muy próximas a la costa (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE, 2012).

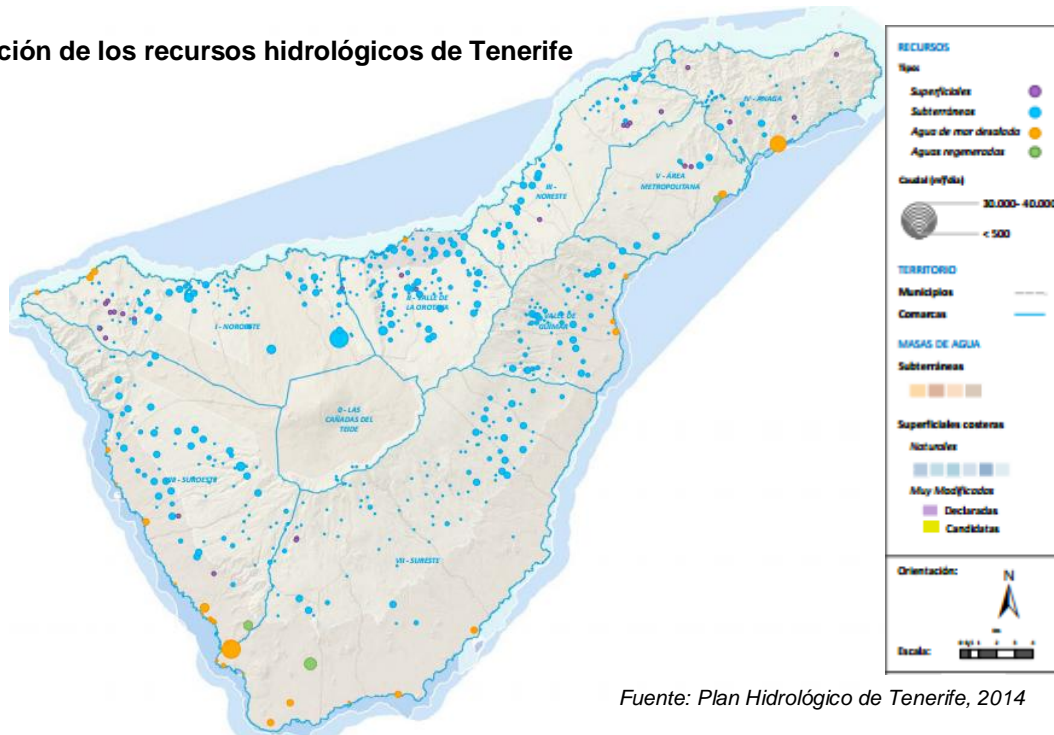
La energía geotérmica en forma de calor almacenado recuperable en dicha zona se ha estimado en 1,82 x 105 GWh, lo que teniendo en cuenta rendimientos, renovabilidad y carga de utilización, podrá permitir la instalación de 220 MW en Tenerife. A partir de estos estudios previos, se cree que los recursos geotérmicos de la Isla tendrían potencial para instalar entre 50 y 100 MW en 2020 (Instituto Tecnológico de Canarias y Cabildo de Tenerife, 2012).

En la isla de Tenerife, la primera central minihidráulica instalada fue la de Vergara-La Guancha, con una potencia de 463 KW, si bien actualmente están inscritas en el Registro de Instalaciones de producción renovable, además de la citada instalación, la de Altos de Icod- El Reventón, con una potencia instalada de 757 KW. La capacidad minihidráulica se podría ver incrementada con la aportación de nuevos saltos

hidroeléctricos en Tenerife, elevando hasta 4 MW la potencia instalada en esta isla para el año 2020. Esta potencia minihidráulica en Tenerife para 2020 podría producir unos 10.490 MW/h anualmente (Instituto Tecnológico de Canarias y Cabildo de Tenerife, 2012).

Los sistemas hidroeléctricos reversibles son una pieza clave para la integración de las energías renovables dado que aportan mayor estabilización del sistema eléctrico insular, gracias a sus características de respuesta dinámica para hacer frente a los incidentes de la red (puede entrar inmediatamente en carga regulando el equilibrio generación- demanda sin los problemas de arranque en frío de las centrales térmicas). Todo ello hace que estos sistemas reversibles deban ser considerados como elementos imprescindibles e integrantes de la estabilización del sistema eléctrico de la isla, además de elementos propios de generación eléctrica. Por ello se debe apoyar la realización de un marco retributivo adecuado que incentive su implantación, y en su caso, propiciar las modificaciones normativas necesarias para ello (Consejo Insular de Aguas de Tenerife, 2014). A estos efectos, el Plan Canarias contempla varios sistemas hidroeléctricos reversibles en Tenerife con una potencia instalada de 90 MW (Instituto Tecnológico de Canarias y Cabildo de Tenerife, 2012).

Localización de los recursos hidrológicos de Tenerife



Fuente: Plan Hidrológico de Tenerife, 2014

8. Conclusiones

Canarias ha tenido históricamente una menor calidad en el servicio de suministro de la energía eléctrica justificado por nuestra condición de insularidad que supone la fragmentación del territorio dificultando la estabilización del sistema y otorgándole mayor vulnerabilidad, a diferencia de lo que pasa en regiones continentales como la Península que existe una mayor integración de los diversos generadores de electricidad otorgando mayor estabilidad en el sistema, mayor integración de las renovables, reducción de costes, etc. A causa de estos problemas geográficos y tecnológicos, en cada isla se han desarrollado sistemas aislados poco eficientes, arcaicos y de baja rentabilidad, lo que ha generado un retraso en la electrificación total del archipiélago.

El estudio de la situación energética en la que se encuentra Canarias, pone de manifiesto una situación de extrema vulnerabilidad energética, debido a la baja diversificación del mix de generación lo que la hace dependiente en un 98% de los combustibles fósiles, recurso que no dispone el archipiélago ni el conjunto español.

La conjunción de estas circunstancias exige diseñar políticas energéticas que favorezcan el uso racional de la energía, se lleven a cabo medidas estructurales, estrategias de eficiencia energética y concienciación ciudadana, así como, otorgar mayores facilidades legislativas y acelerar los procesos burocráticos para potenciar las energías autóctonas a un coste razonable.

Las energías renovables son fuentes endógenas que permiten reducir la dependencia exterior y podrían actuar de colchón de las oscilaciones de precios internacionales de la energía. Las afecciones al medio provocadas por la utilización de energías renovables suelen ser inferiores o nulas a las ocasionadas por las fuentes convencionales. Algunos recursos como la energía eólica, la solar, hidráulica o undimotriz son abundantes y están disponibles en gran parte del archipiélago y, además, el coste de suministro de la energía es mayor que en sistemas continentales integrados. Por tanto, la sustitución de la producción convencional por fuentes renovables, de naturaleza descentralizada, aporta un mayor valor añadido y reduce la necesidad de compensación económica. Además, son actividades socialmente integradoras porque su nivel tecnológico, de grado medio en muchos casos, permite generar un mayor nivel de empleo local que las energías convencionales y las tareas de mantenimiento se ven simplificadas.

Los argumentos presentados anteriormente justifican la penetración de las energías renovables en Canarias y el estudio del grado de aprovechamiento de las energías disponibles desarrollado en este trabajo lleva a concluir que en el Archipiélago existe una cifra casi testimonial de participación de las fuentes renovables, situación que se contrapone con el enorme potencial que presentan las islas.

Desarrollando modelos alternativos como los que se han descrito en este trabajo Canarias se podrían colocar como referente a nivel mundial en el aprovechamiento de los recursos endógenos de nuestro territorio.

9. Bibliografía

- Unión Eléctrica de Canarias. (1992). *La actividad de UNELCO durante el período 1975-1991 : efectos en el sistema socio-económico canario*. Canarias : Unelco : Santa Cruz de Tenerife.
- Ángel, M. G. (2000). *Los orígenes de la electricidad en La Palma : el Electrón*. La Palma: La Palma, Cabildo Insular.
- Boletín Oficial de Canarias Núm. 158. (1997). *Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario*. Canarias: Gobierno de Canarias.
- Boletín Oficial de Canarias núm. 25; 2198. (2011). *LEY 2/2011, por la que se modifican la Ley 11/1997, de regulación del Sector Eléctrico Canario*. Canarias: Gobierno de Canarias.
- Boletín Oficial del Estado Núm. 260. (2013). *Ley 17/2013 para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*. Madrid: Gobierno de España.
- BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO Núm. 293. (2014). *Resolución de 19 de noviembre de 2014, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, sobre la evaluación de impacto ambiental del proyecto Parque eólico marino experimental Mar de Canarias de 10 MW (Gran Canaria)*. MINISTERIO DE AGRICULTURA, ALIMENTACIÓN Y MEDIO AMBIENTE.
- British Petroleum. (2015). *BP Statistical Review of World Energy*. 3.
- Caballero, M. S. (1996). *Historia de la electricidad en Canarias*. Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.
- Cabildo de La Gomera. (2011). *Plan Insular de Ordenación de La Gomera*. San Sebastián de La Gomera: Cabildo de La Gomera.
- Cabildo de La Palma y CREARA. (2015). *Plan Director de Eficiencia Energética de La Palma*. Cabildo de La Palma.
- Cabildo de Lanzarote. (s.f.). *Cabildo de Lanzarote*. Recuperado el 2016, de www.cabildodelanzarote.com/
- Cabildo de Lanzarote y Consorcio del Agua de Lanzarote. (2016). *Estudio para la optimización del sistema de generación eléctrica, producción de agua desalada y movilidad mediante vehículos eléctricos en la isla de Lanzarote*. Cabildo de Lanzarote.
- Canarias7. (2016). www.canarias7.es. Recuperado el 2016, de <http://www.canarias7.es/articulo.cfm?id=429810>
- Comisión Europea. (2011). *Hoja de Ruta de la Energía para 2050*. Bruselas: Dirección General de Comunicación de la Unión Europea.
- Comisión Europea, Dirección General de Comunicación. (2013). *Europa 2020: La estrategia europea de crecimiento*. Bélgica: Oficina de Publicaciones de la Unión Europea.

Consejería de empleo, industria y comercio, Gobierno de Canarias. (2013). *Anuario Energético de Canarias*. Canarias: Gobierno de Canarias.

Consejería de empleo, industria y empleo. (2012). *Revisión del Plan Energético de Canarias*. Las Palmas de Gran Canaria: Gobierno de Canarias.

Consejería de Industria, comercio y nuevas tecnologías. (2006). *Plan Energético de Canarias, PECAN*. Las Palmas de Gran Canaria: Gobierno de Canarias.

Consejero de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento. (2014). *Anuario energético de Canarias*. Las Palmas de Gran Canaria: Gobierno de Canarias.

Consejo Económico y Social, Gobierno de Canarias. (2014). *Consejo Económico y Social de Canarias*. Las Palmas de Gran Canaria.

Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria. (2015). *Plan Hidrológico de Gran Canaria*. Las Palmas de Gran Canaria: Cabildo de Gran Canaria.

Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria. (2011). *Salto hidroeléctrico Chira-Soria*. Cabildo de Gran Canaria.

Consejo Insular de Aguas de Tenerife. (2014). *Plan Hidrológico de Tenerife*. Cabildo de Tenerife.

Cunningham, R. E. (2003). *La energía, Historia de sus fuentes y transformación*.

Diario Renovables. (2016). *Diario Renovables*. Obtenido de <http://www.diariorenovables.com/2016/08/verdad-sobre-gorona-del-viento-el-hierro-analisis-datos.html>

Dirección General de Energía y Minas. (2013). *Plan Energético de Aragón 2013-2020*. Aragón: Dirección General de Energía y Minas.

Economics for energy. (2014). *Pobreza Energética en España, Análisis económico y propuestas de actuación*. Vigo: Economics for Energy.

El Confidencial. (2016). *El Confidencial*. Obtenido de http://www.elconfidencial.com/tecnologia/2016-07-13/el-hierro-bate-su-record-55-horas-funcionando-solo-con-energias-renovables_1232565/

El Diario de Avisos. (2016). *Canarias Ahora*. Recuperado el 2016, de http://www.eldiario.es/canariasahora/energia/El_Hierro-energias_renovables-abastecimiento-Gorona_del_Viento_0_479452384.html

Endesa. (2016). *Endesa Generación*. Recuperado el 2016, de <https://www.endesa.com/es/sobre-endesa/a201610-generacion-produccion-energia-electrica.html>

Energy Matters. (2016). *Energy Matters*. Obtenido de <http://euanmearns.com/tag/el-hierro/>

Eólicas de Fuerteventura. (s.f.). *Eólicas de Fuerteventura*. Recuperado el 2016, de <http://eolicasdefuerteventura.es/>

GESPLAN S.A.U. (2005). *Avance del Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas de la Isla de La Gomera*.

GESPLAN S.A.U. y Cabildo de Fuerteventura. (2010). *Plan Territorial Especial de Ordenación de las Infraestructuras Energéticas de Fuerteventura*. Cabildo de Fuerteventura.

GESPLAN S.A.U., Cabildo de La Palma. (2010). *Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas de la isla de La Palma*. Cabildo de La Palma.

Gobierno de Canarias y Gesplan. (2013). *Directrices de Ordenación Sectorial de Energía*. Canarias: Consejería de empleo, industria y comercio.

Gorona del Viento S.A. (2015). *Gorona del viento*. Obtenido de www.goronadelviento.es/

Hernández Hernández, J. (1997). *La energía en Canarias*. La Laguna.

Instituto Canario de Estadística, Gobierno de Canarias. (2016). Recuperado el 2016, de www.gobiernodecanarias.org/istac/

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE. (2012). *Evaluación del potencial de la energía geotérmica*. Ministerio de industria, turismo y comercio.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE. (2011-2020). *Evolución del potencial de la energía de las olas*. Ministerio de Industria, turismo y comercio.

Instituto Tecnológico de Canarias y Cabildo de Tenerife. (2012). *Plan de Acción Insular para la Sostenibilidad Energética, Isla de Tenerife 2012-2020*. Gobierno de Canarias.

International Energy Agency. (2015). *World Economic Outlook*. France: IEA PUBLICATIONS.

Ministerio de Industria, energía y turismo. (2013). *La energía en España*. Madrid: Subdirección general de desarrollo normativo y publicaciones.

Ministerio de industria, turismo y comercio. (2010). *PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ESPAÑA (PANER) 2011 - 2020*.

Ocón, M. C. (2011). *Aprovechamiento hidroeléctrico en la isla de Gran Canaria*. Escuela de Organización Industrial.

Price water house Coopers. (2010). *El modelo eléctrico español en 2030, escenarios y alternativas*. Barcelona: PricewaterhouseCoopers España.

Red eléctrica de España. (Enero de 2016). Boletín Mensual de Red Eléctrica.

Secretaría de Estado de Energía, Ministerio de industria, turismo y comercio. (2011). *Informe de sostenibilidad ambiental de la planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020*. Subdirección general de planificación energética y seguimiento.

SUBDIRECCIÓN GENERAL DE PROGRAMACIÓN TERRITORIAL Y EVALUACIÓN DE PROGRAMAS COMUNITARIOS. (2015). *ANÁLISIS DE LAS ACTUACIONES SOBRE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

EXTRAPENINSULARES Y JUSTIFICACIÓN DE SU INCLUSIÓN EN EL OT4: ECONOMÍA BAJA EN CARBONO.
Ministerio de Hacienda y administraciones públicas.

Torres, A. M. (D.L. 1974-1981). *Historia general de las Islas Canarias*. Las Palmas de Gran Canaria :
Edirca.

UNELCO. (1988). *UNELCO : historia de la electricidad en Canarias*. Canarias : s.n.