

Estudio de diferentes alternativas de funcionamiento de los grupos en las centrales eléctricas de Canarias

Study of different alternatives for the operation of power plants in the Canary islands

Juan-Carlos Lozano-Medina¹, Vicente Henríquez-Concepción¹, Alejandro Ramos-Martin^{1,2}, Federico León-Zerpa^{1,2} y Carlos-Alberto Mendieta-Pino^{1,2}

¹ Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (España)

² ULPGC | iUNAT (España)

DOI: <https://doi.org/10.52152/D11075>

1. INTRODUCCIÓN

Autores tales como (1–5), abundan en la necesidad de descarbonización, en la necesidad de aumentar la penetración de energías renovables y en la necesidad de una visión más amplia de la gestión de nuestros recursos con una mejor gestión de nuestras tecnologías (6–15). Los sistemas de generación eléctrica canarios se enfrentan a retos de sostenibilidad medioambiental, económica y social, ya que dependen en gran medida de los combustibles fósiles importados para la generación de electricidad, que conduce a un aumento en el costo de esta. Por otro lado, la penetración de energías renovables está en la fase de ser el gran reto para convertirse en un hecho. Con el paso del tiempo se ha incrementado la concienciación medioambiental, esto ha impulsado la movilización de los gobiernos insulares (promoviéndolos parques eólicos, e incentivando la instalación de placas solares, etc.) y la movilización del usuario final de la energía, con la instalación de placas solares, utilización de vehículos eléctricos, etc. Esta realidad se enfrenta a otra no tan beneficiosa medioambientalmente en la producción de energía, se trata de la antigüedad de los equipos de generación de energía existente en Canarias, con más de 30 años, también se trata del tipo de combustible, fuel-oil, gasóleo y diésel-oil, y obviando el gas natural. Este artículo se referirá a los datos a nivel general al año 2019, último año referencia antes de la pandemia del COVID-19 (17,18).

Partiendo del estudio de investigación realizado previamente sobre el sistema actual de producción, sus variables y sus condicionantes, se trata de buscar un equilibrio entre tipo de tecnologías de producción de energía por combustión, tipos de combustibles, renovables y comportamiento de la demanda que nos lleven al punto óptimo de producción de energía para satisfacer la demanda y seguridad de suministro. Se implantará un método de investigación para la obtención de los argumentos que se plantean y en base ellos, como resultado, se expondrán una serie de alternativas completamente realistas, cambiando del tipo de combustible, pasándolo a gas en los equipos que así lo permitan, utilizando la combinación de equipos productores menos contaminantes y que tengan capacidad de respuesta y contemplando la integración e incorporación al sistema eléctrico de Gran Canaria de la planta de hidroeléctrica por bombeo (PHB) "Chira-Soria".

Habitualmente, los investigadores se basan en el uso del modelo Híbrido de Optimización de Recursos Energéticos Múltiples (HOMER en inglés) para el análisis de los sistemas de generación de energía tanto a nivel continental (5), como para los sistemas hidroeléctricos de bombeo, así como para la generación a nivel insular (1,3,10–12,15), y particularmente en Canarias (6–9). Dicho método fue desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL en inglés) del gobierno federal de los Estados Unidos de América [3] el cual estima el mejor sistema, inversión económica, Costo Nivelado de Energía (CNE) entre otros y referido a diferentes fuentes de energía. Este método no es válido para el caso estudiado y las diferentes alternativas o escenarios en entornos insulares, ya que a diferencia del HOMER, es necesario considerar los sistemas existentes a cargo de las fuentes no renovables, así como el uso de

combustibles alternativos (tanto fósiles como renovables) y su impacto en el nivel de emisiones. Además, hay que tener en cuenta la integración de nuevas tecnologías de almacenamiento energético como el PHB "Chira-Soria" y no debemos obviar que estos sistemas de generación ya implantados deben ser compatibles con los de fuentes renovables para satisfacer la demanda energética existente. Por ello se plantea una alternativa metodológica que considere todas las consideraciones anteriores.

El objetivo y alcance del trabajo es la revisión y mejora de los sistemas insulares de generación eléctrica (SEI) integrando fuentes renovables (incluyendo PHB) y no renovables para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Este trabajo ha supuesto un reto para reunir en un único estudio el cambio que debe producirse en los SEI para reducir la huella de carbono y particularizado en este trabajo para el caso de Canarias. Esto representa una oportunidad para estudiar y exportar estos cambios a otros SEI que tengan la misma dinámica.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1. SITUACIÓN ENERGÉTICA EN CANARIAS EN 2019

Las distintas fuentes y tecnologías que participan en la cobertura de la demanda de energía eléctrica en Canarias en 2019, se muestran en el Material Suplementario Tabla 9. Hay que destacar la penetración de renovables, que es del 15,9%. En 2019 Canarias tenía una potencia instalada de 3.320,03MW, de estos 623,67MW son fuentes renovables y 2.696,36MW son fuentes no renovables. La potencia instalada se muestra en el Material Suplementario Tabla 10.

El consumo de combustible para generación eléctrica en Canarias en 2019, tal como se muestra en la Figura 4 del Material Suplementario, fue 1.702.166,0 t (57,6% de fuel-oil, 41,2% de gasóleo y 1,2% de diésel-oil), de ellas y por tecnologías, los grupos de vapor consumieron 595.170,0 t de fuel-oil y 515,0 t de gasóleo, los diésel 384.935,0 t de fuel-oil y 18.826,0 t de gasóleo y 21.259,0 t de diésel-oil, los de turbinas de gas 12.995,0 t de gasóleo y los grupos de ciclo combi-

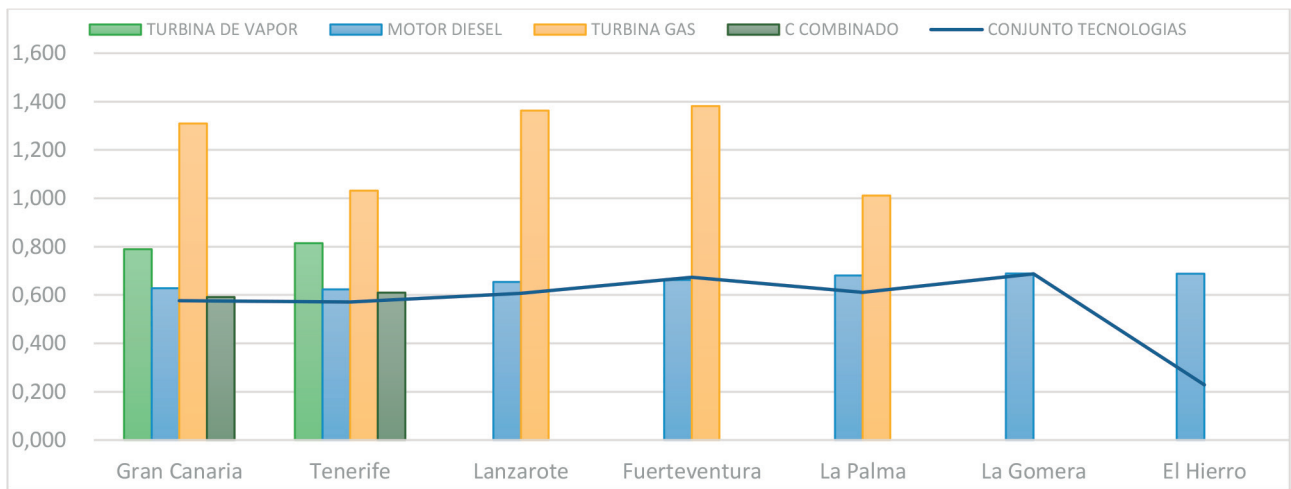


Figura 1. Factor de emisión por islas y tecnología en Canarias (tCO_{2eq}/MWh). Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019.

nado 294.378,0 t de gasóleo como combustible sustitutivo pues estos grupos del combustible de diseño era el gas natural.

Las emisiones, para el 2019 en Canarias, tal como se representa en la Figura 5 del Material Suplementario, fueron 5.454.911,0 tCO_{2eq}. De ellos el 99,7% fue de CO₂, el 0,1% de CH₄ y el 0,2% de NO₂. En cuanto al factor de emisión (tCO_{2eq}/MWh), calculado en base a la energía producida se muestra los resultados diferenciados por islas y por equipos de potencia. Cabe destacar el alto factor de emisión de las turbinas de gas y la caída de dicho factor en la isla de El Hierro debido a las energías renovables.

En cuanto al factor de emisión, representado en la Figura 1, el menor es el de las plantas de ciclo combinado (0,601 tCO_{2eq}/MWh) y el de los motores diésel (0,656 tCO_{2eq}/MWh). Se estima un factor de emisión global para Canarias incluyendo la producción de renovables en un 0,584 tCO_{2eq}/MWh.

Se observa como la penetración de energías renovables ha sido lenta durante

los años estudiados. La penetración de renovables en el 2019 fue del 15,9%.

2.2. METODOLOGÍA APLICADA

Se muestra en la Figura 2 la metodología seguida para la consecución posterior de las posibles alternativas de funcionamiento en el proceso productivo energético de Canarias.

Dicha metodología se ha basado en un estudio preliminar de la situación energética en Canarias y de los equipos productores de potencia renovables y por combustión en Canarias por isla. Estudio de las tipologías de combustible y su conveniencia de utilización. Estudio del proyecto de almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo (PHB) "Chira-Soria" y sus opciones de integración en el sistema energético de Gran Canaria y su repercusión en el de Canarias. Selección de las combinaciones adecuadas para nuestro objetivo, avanzando desde las menos ambiciosas a la más, y buscando las mejores combinaciones realistas de equipos productores. Elección de alternativas. Cálculo de los datos

estratégicos resultantes con dichas alternativas, GEI, consumo de combustible, combinación resultante de funcionamiento de equipos. Exposición de resultados.

2.3. ALTERNATIVAS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN NO RENOVABLES EN FUNCIÓN DE LA AMPLIACIÓN DE LA PENETRACIÓN DE RENOVABLES Y OPTIMIZACIÓN DE LOS EQUIPOS EXISTENTES.

Se plantea en este apartado las mejores combinaciones de medidas a tomar, representativas de la simulación e interpretación de los datos de salida de dicha simulación, que conllevan a una reducción de las emisiones, y denominamos alternativas.

Dichas medidas están basadas:

a) en el cambio del tipo de combustible, pasándolo a gas en los equipos que así lo permitan y para el que fueron diseñados originalmente. La conveniencia de utilizar gas natural es doble ya que el rendimiento de los equipos se incrementa aproximadamente un 5% superior y se necesita que-

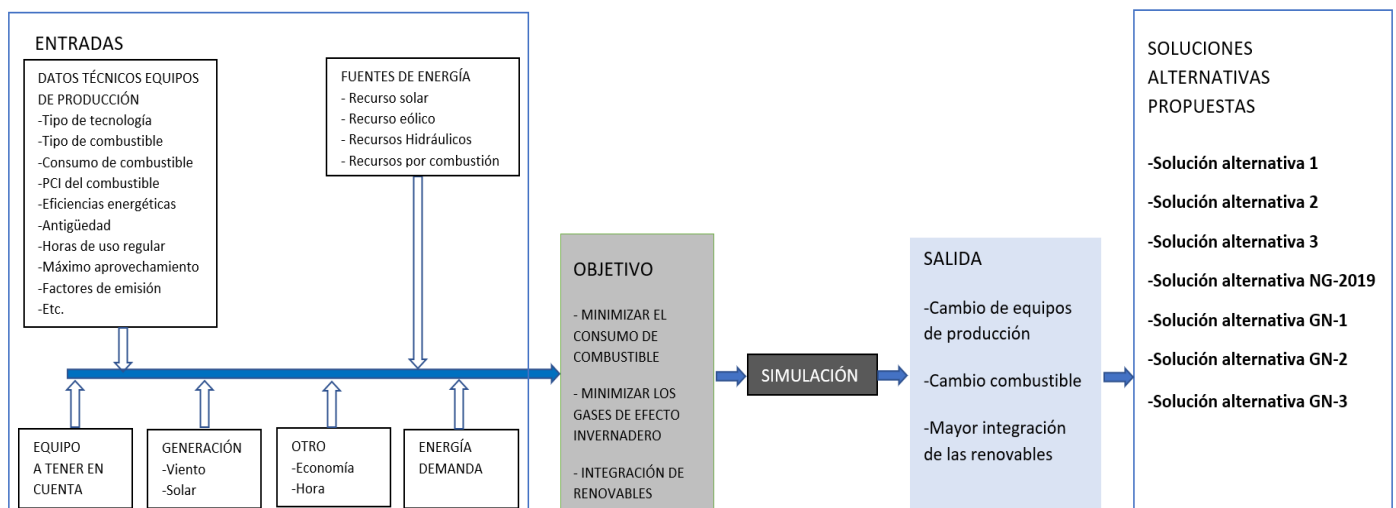


Figura 2. Metodología.

Tipo de combustible	Poder calorífico superior (PCS) (Kcal/Kg)	Poder calorífico inferior (PCI) (Kcal/Kg)
Fuel	10.430,00	9.850,00
Gasóleo	9.265,00	8.713,00
Diésel-oil	10.790,00	10.140,00
Gas natural	12.474,00	11.259,00

Tabla 1. Poder calorífico.

Alternativas	% Renovable	Emisiones Gases de efecto invernadero (tCO _{2eq})	Factor de emisión (tCO _{2eq} /MWh)	Consumo de combustible (T)
2019	15,86%	5.454.911,0	0,58	1.702.166,0
1	15,86%	4.844.887,8	0,52	1.510.896,4
2	29,11%	4.108.940,9	0,44	1.281.548,5
3	36,78%	3.682.760,2	0,39	1.148.735,1
GN-2019	15,86%	4.573.053,3	0,49	1.473.468,5
GN-1	15,86%	4.286.049,9	0,46	1.281.220,9
GN-2	29,11%	3.663.758,3	0,39	1.098.583,8
GN-3	36,78%	3.303.394,1	0,35	992.820,1

Tabla 2. Resumen y comparación diferentes variables de las alternativas planteadas.

mar menos combustible para producir la misma electricidad, incluso siendo su PCI inferior que el resto de los combustibles, y por otro lado se genera menos CO₂ por electricidad producida. Hay que tener en cuenta que se ha analizado la viabilidad de este cambio en cada uno de los equipos productores, estimando cuales son aptos.

b) en utilizar la combinación de equipos productores menos contaminantes. Para este proceso se ha tenido en cuenta la capacidad máxima de funcionamiento diario de los equipos productivos, no superando nunca el 55%, cifra muy por debajo de la máxima estimadas por los fabricantes según antigüedad y horas de uso acumulado de los equipos.

c) en integrar en la medida de lo posible la PHB "Chira-Soria".

Existe, además de estas medidas, otras más, pero no se han tenido en cuenta en este estudio, como pueden ser la renovación de equipos productores, mejoras técnicas mediante de modificación de equipos, etc. Como valores de referencia, se toman los datos de 2019.

2.3.1. Alternativas funcionamiento de equipos conservando el combustible actual

Alternativa 1: Se procede en esta alternativa a trabajar con los equipos menos contaminantes en los distintos centros de producción de las islas obviando el resto de equipos.

Alternativa 2: Se procede en esta alternativa a trabajar con los equipos menos contaminantes en los distintos centros de producción de las islas obviando el resto

de equipos y se incorpora la central Chira-Soria. Se prevé con esta incorporación una penetración en renovables global en Gran Canaria entre un 51% y un 70%. Se estima el caso más desfavorable, un 51% en Gran Canaria, lo que afecta a la cifra global de penetración de renovables en Canarias, subiendo a un 29,1%.

Alternativa 3: Se procede en esta alternativa a trabajar con los equipos menos contaminantes en los distintos centros de producción de las islas obviando el resto de equipos y se incorpora la central Chira-Soria. Se estima el caso más óptimo, un 70% en Gran Canaria, lo que afecta a la cifra global de penetración de renovables en Canarias, subiendo a un 36,8%.

2.3.2. Alternativas de funcionamiento equipos cambiando el combustible actual

Se continúa con más alternativas, pero ahora se hace una variante sobre las alternativas anteriores. Dicha variante consiste en la modificación del combustible. En la medida que se pueda y permitan los equipos se pasará a utilizar gas natural.

-El gas natural produce emisiones de CO₂ un 40-50% menores de las del carbón y un 25-30% menores de las del fuel-oil. En cuanto al NO_x, la naturaleza del gas (su combustión tiene lugar en fase gaseosa) permite alcanzar una mezcla más perfecta con el aire de combustión lo que conduce a combustiones completas y más eficientes, con un menor exceso de aire. El metano, que constituye el principal componente del gas natural es un causante del efecto invernadero más potente que

el CO₂, aunque las moléculas de metano tienen un tiempo de vida en la atmósfera más corto que el del CO₂. La emisión de CO₂ en la combustión del Gas Natural es 58 kgCO₂/GJ frente a la del fuel-oil o gasoil que es 79 kgCO₂/GJ y 70 kg CO₂/GJ respectivamente.

-Por otro lado, se tiene que el poder calorífico del gas natural a pesar de ser inferior al de los otros combustibles habitualmente utilizados en las plantas de Canarias, su uso en los equipos, diseñados para este combustible, incrementa e su rendimiento, lo que conlleva un menor consumo para obtener la misma potencia.

-También, es conveniente indicar que el cambio de combustible se aplicara solamente en los equipos que están preparados para ello y que, para más ahondamiento, originalmente fueron diseñados para este tipo de combustible, gas natural. La no utilización del combustible para el que fueron diseñados está suponiendo un decremento en su rendimiento, se trata de un cambio de combustible en todos los equipos excepto los motores diésel.

-Si se habla en término económicos, también supone una mejora. Se incrementa el beneficio de su uso debido al menor precio del combustible. Además, hay que tener en cuenta que este cambio no supone ningún coste adicional en almacenamiento, ni en el transporte, ni en modificación de equipos para su adaptación.

Todo ello hace que la conveniencia de utilizar gas natural sea cuádruple ya que se necesita quemar menos combustible para producir la misma electricidad, se genera menos CO₂ por electricidad producida, incrementa el rendimiento de los equipos y su coste es inferior. Las diferentes alternativas planteadas con cambio de combustible serían:

Alternativa GN-1: Se procede en esta alternativa a trabajar con los equipos menos contaminantes en los distintos centros de producción de las islas obviando el resto de equipos e introduciendo el gas natural.

Alternativa GN-2: Se procede en esta alternativa a trabajar con los equipos menos contaminantes en los distintos centros de producción de las islas obviando el resto de equipos. Se introduce el gas natural y se incorpora la central Chira-Soria. Se estima el caso más desfavorable, un 51% en Gran Canaria, lo que afecta a la cifra global de penetración de renovables en Canarias, (29,1%).

Alternativa GN-3: Se procede en esta alternativa a trabajar con los equipos menos contaminantes en los distintos centros de producción de las islas obviando

Factor	Tipo alternativa						
	1	GN 2019	GN-1	2	3	GN-2	GN-3
Tiempo ejecución	Inmediata	Inmediata	inmediata	Media-Alta	Media-Alta	Media-Alta	Media-Alta
Coste Económico	Mínimo	Mínimo	Mínimo	Medio-Alto	Medio-Alto	Medio-Alto	Medio-Alto
Disminución emisiones GEI totales (tCO _{2eq})	12,59%	19,28%	27,27%	32,76%	48,12%	48,89%	65,13%
Disminución consumo de combustible (Ton)	12,66%	15,52%	32,85%	32,82%	48,18%	54,94%	71,45%
Penetración de renovables	15,86%	15,86%	15,86%	29,11%	36,78%	29,11%	36,78%

Tabla 3. Resumen de las alternativas planteadas frente a los diferentes factores comparándolas frente a la situación de partida.

el resto de equipos. Se introduce el gas natural y se incorpora la central Chira-Soria. Se estima el caso más óptimo, un 70% en Gran Canaria, lo que afecta a la cifra global de penetración de renovables en Canarias, (36,8%).

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como consecuencia de la aplicación de las diferentes alternativas obtenemos tabla resumen de la repercusión de dichas alternativas en las diferentes variables. En el capítulo Material Suplementario Tabla 7 y Tabla 8 se muestra el detalle de cada uno de los equipos productivos.

Como se puede comprobar, solamente el hecho de cambiar el tipo de combustible en la combinación de equipos utilizados en 2019, se consigue reducir las emisiones de gases contaminantes en un 16,17%, pasando de 5.454.911,4 tCO_{2-eq} a 4.573.053,3 tCO_{2-eq} y se reduce el consumo de combustible en un 13,44%, pasando de 1.702.166,0 t a 1.473.468,5 t, como se muestra en la Tabla 2.

Se muestra la curva la comparativa de los GEI y el consumo de combustible para las diferentes alternativas en la Figura 3. Se observa en dicha Figura 3, que el cambio de combustible a gas disminuye la contaminación, y que la combinación adecuada de ciclo combinado con equipos diésel y energías renovables incrementa esta disminución de los GEI. Por otro lado, se observa que la puesta en marcha de la central de bombeo Chira Soria incide aún más en esta mejora, contribuyendo las diferentes medidas expuestas en nuestra investigación a la mejora en la disminución de los GEI de forma clara.

Las diversas medidas que se pueden tomar como consecuencia del resultado de este estudio para conseguir nuestro objetivo medioambiental basadas en a) en el cambio del tipo de combustible, pasándolo a gas natural en los equipos que lo permitan, b) en utilizar la combinación de equipos productores menos contaminantes y c) en integrar en la medida de lo posible la central Chira-Soria, dependen a su vez de varios factores, donde se ha tenido en cuenta los siguientes:

Factor económico: Las medidas a tomar pueden ser muy costosas con un resultado satisfactorio o menos costosas y también obtener en menor grado un resultado satisfactorio. Aunque no siempre la inversión es directamente proporcional de forma lineal al resultado.

Factor temporal: Si se tiene en cuenta este factor se pueden encontrar con varias situaciones que van desde la inmediatez de las acciones a tomar o el otro extremo que es ir a varios años de tardanza en lograr culminar esa acción, y por supuesto todas las situaciones intermedias también son válidas.

Los resultados mejoraran a medida que estos dos factores crezcan, es decir, se dispongan de más tiempo y más inversión. Ordenando el objetivo medioambiental, GEI, desde la alternativa que produce menor disminución de los GEI a la alternativa que mayor produce, se obtienen los resultados comparativos respecto a la situación de partida del año 2019, se exponen en la tabla siguiente.

donde:

Alternativa 1. Este planteamiento ofrece resultados inmediatos al me-

nor coste. Como se ha indicado, consiste en trabajar en exclusiva con los equipos menos contaminantes en los distintos centros de producción de las islas, ciclo combinado y motores Diesel. Se somete a estos equipos a un mayor estrés mecánico, pero soportado con un buen mantenimiento acorde a su uso, siendo la alternativa que produce mayor estrés mecánico en dichos equipos. Los más perjudicados serían los ciclos combinados de Gran Canaria y Tenerife que su uso estaría en un 67,83% y un 67,10%, y los Motores diésel de Fuerteventura y Lanzarote que su uso estaría en un 67,35% y un 55,57%. El resto de equipos tendría un uso inferior al 45,00%. Con todo ello se bajan las emisiones GEI totales (tCO_{2eq}) en un 12,59% y el consumo de combustible (Ton) en un 12,66% y el coste económico y temporal es prácticamente nulo.

Alternativa GN-2019. Este planteamiento también ofrece resultados inmediatos al menor coste. Se trabaja en las mismas condiciones actuales, los de referencia, pero cambiando el tipo de combustible. Con todo ello se bajan las emisiones GEI totales (tCO_{2eq}) en un 19,28% y el consumo de combustible (Ton) en un 15,52% y el coste económico y temporal es prácticamente nulo.

Alternativa GN-1. Este segundo planteamiento descrito es similar a la Alternativa 1, pero además se cambia el combustible utilizado en el ciclo combinado, pasando de gasóleo a gas natural. Se somete a estos equipos a un estrés mecánico parecido al de la Alternativa 1. El coste económico y temporal es prácticamente nulo y ofrece como resultados una disminución de las emisiones GEI totales (tCO_{2eq}) en un 27,26% y el consumo de combustible (Ton) en un 32,65%.

Alternativa 2. Se continúa trabajando en exclusiva con los equipos menos contaminantes en los distintos centros de producción de las islas, ciclo combinado y motores Diesel, con su combustible habitual, pero además se incorpora el proyecto Chira-Soria, previendo una penetración en renovables global en Gran Canaria de un 51%, (la expectativa mínima de este proyecto), lo que afecta a la cifra global

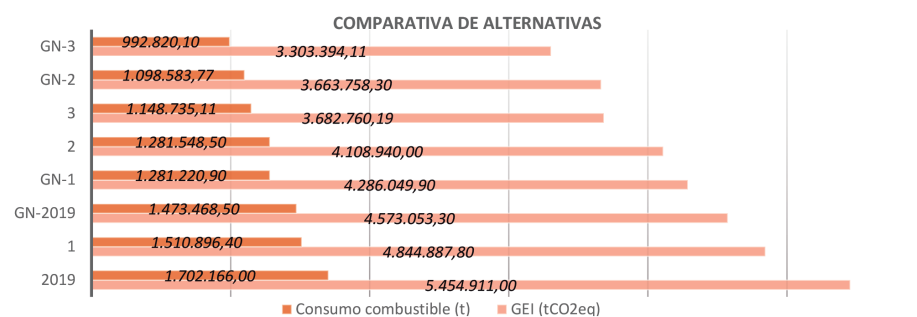


Fig. 3. Curva comparativa de los GEI y el consumo de combustible para las diferentes alternativas.

de penetración de renovables en Canarias, subiendo a un 29,11%. Este incremento en renovables disminuye el estrés mecánico de los equipos de combustión proporcionalmente a su incremento. Ofrece muy buenos resultados ya que se bajan las emisiones GEI totales (tCO_{2eq}) en un 32,76% y el consumo de combustible (Ton) en un 32,82% y el coste económico y temporal es medio-alto.

Alternativa 3. Al igual que con la alternativa anterior, se continúa trabajando en exclusiva con los equipos menos contaminantes en los distintos centros de producción de las islas, ciclo combinado y motores Diesel, con su combustible habitual, pero además se incorpora el proyecto Chira-Soria con una penetración en renovables global en Gran Canaria de un 70%, (la expectativa máxima de este proyecto), lo que afecta a la cifra global de penetración de renovables en Canarias, subiendo a un 36,78%. Ofrece muy buenos resultados ya que se bajan las emisiones GEI totales (tCO_{2eq}) en un 46,12% y el consumo de combustible (Ton) en un 48,18% y el coste económico y temporal es medio-alto.

Alternativa GN-2. Si añadimos a la Alternativa 2 el cambio de combustible, obtenemos esta otra alternativa. El coste económico y temporal es medio-alto y ofrece como resultados una disminución de las emisiones GEI totales (tCO_{2eq}) en un 48,89% y el consumo de combustible (Ton) en un 54,94%.

Alternativa GN-3. Si añadimos a la Alternativa 3 el cambio de combustible, obtenemos esta otra alternativa. Ofrece muy buenos resultados, los mejores, ya que se bajan las emisiones GEI totales (tCO_{2eq}) en un 65,13% y el consumo de combustible (Ton) en un 71,45%. El coste económico y temporal es medio-alto.

4. CONCLUSIONES

Como conclusiones a este estudio se puede indicar que las propuestas resultantes del estudio realizado, ofrecen una amplia mejora en el sistema energético, estas propuestas son:

- Cambio del tipo de combustible usado en la actualidad (fuel-oil) por gas natural en los equipos generadores que así lo permitan, ciclo combinado, turbinas de vapor y turbinas de gas.
- Utilización de la combinación de equipos productores menos contaminantes y que tengan capacidad de respuesta.
- Integración e incorporación al sistema eléctrico de Gran Canaria de la planta de almacenamiento de energía hidroeléct-

trica por bombeo "Chira-Soria".

Con dichas iniciativas, se puede conseguir una importante mejora medioambiental en la producción energética en Canarias, pudiéndose llegar a ampliar hasta en un 36,78% la potencia instalada renovable en Canarias (70% en Gran Canaria) y conseguir una reducción de 65,13% tCO_{2eq} fruto de los gases efecto invernadero (GEI). También se conseguiría una disminución del consumo de combustibles fósiles de hasta un 71,45%.

Finalmente, es interesante estudiar a largo plazo la viabilidad de implementar nuevos equipos de generaciones compatibles con combustibles renovables (de origen biológico o sintético) y de balance neto cero de GEI como complemento a la generación renovable.

REFERENCIAS

1. Kennedy N, Miao C, Wu Q, Wang Y, Ji J, Roskilly T. Optimal Hybrid Power System Using Renewables and Hydrogen for an Isolated Island in the UK. *Energy Procedia* [Internet]. 2017;105:1388-93. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217305623>
2. Sigrist L, Lobato E, Rouco L, Gazzino M, Cantu M. Economic assessment of smart grid initiatives for island power systems. *Appl Energy* [Internet]. 2017;189:403-15. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916318372>. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.076>
3. Matsumoto K, Matsumura Y. Challenges and economic effects of introducing renewable energy in a remote island: A case study of Tsushima Island, Japan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [Internet]. 2022;162:112456. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122003628>
4. Psarros GN, Papathanassiou SA. Generation scheduling in island systems with variable renewable energy sources: A literature review. *Renew Energy* [Internet]. 2023;205:1105-24. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148123001088>. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.01.099>
5. Gómez-Calvet R, Martínez-Duart JM, Serrano-Calle S. Current state and optimal development of the renewable electricity generation mix in Spain. *Renew Energy* [Internet]. 2019;135:1108-20. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118315192>
6. Qiblawey Y, Alassi A, Zain ul Abideen M, Bañales S. Techno-economic assessment of increasing the renewable energy supply in the Canary Islands: The case of Tenerife and Gran Canaria. *Energy Policy* [Internet]. 2022;162:112791. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522000167>
7. Uche-Soria M, Rodríguez-Monroy C. Energy planning and its relationship to energy poverty in decision making. A first approach for the Canary Islands. *Energy Policy* [Internet]. 2020;140:111423. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421520301762>
8. Berna-Escriche C, Vargas-Salgado C, Alfonso-Solar D, Escrivá-Castells A. Can a fully renewable system with storage cost-effectively cover the total demand of a big scale standalone grid? Analysis of three scenarios applied to the Grand Canary Island, Spain by 2040. *J Energy Storage* [Internet]. 2022;52:104774. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X22007836>
9. Vargas-Salgado C, Berna-Escriche C, Escrivá-Castells A, Alfonso-Solar D. Optimization of the electricity generation mix using economic criteria with zero-emissions for stand-alone

systems: Case applied to Grand Canary Island in Spain. *Progress in Nuclear Energy* [Internet]. 2022;151:104329. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0149197022002049>

10. Pombo DV, Martínez-Rico J, Marcinkowski HM. Towards 100% renewable islands in 2040 via generation expansion planning: The case of São Vicente, Cape Verde. *Appl Energy* [Internet]. 2022;315:118869. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261922003014>
11. Pombo DV, Martínez-Rico J, Spataru S V, Bindner HW, Sørensen PE. Decarbonizing energy islands with flexibility-enabling planning: The case of Santiago, Cape Verde. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [Internet]. 2023;176:113151. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123000072>
12. Schreiber A, Stenzel P, Marx J, Koj J, Wulf C, Zapp P. Renewable energies for Graciosa Island, Azores - Life cycle assessment of electricity generation. 2016.
13. Dallavalle E, Cipolletta M, Casson Moreno V, Cozzani V, Zanuttigh B. Towards green transition of touristic islands through hybrid renewable energy systems. A case study in Tenerife, Canary Islands. *Renew Energy* [Internet]. 2021;174:426-43. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121005620>
14. Gils HC, Simon S. Carbon neutral archipelago - 100% renewable energy supply for the Canary Islands. *Appl Energy* [Internet]. 2017;188:342-55. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916317871>
15. Arévalo P, Eras-Almeida AA, Cano A, Jurado F, Egido-Aguilera MA. Planning of electrical energy for the Galapagos Islands using different renewable energy technologies. *Electric Power Systems Research* [Internet]. 2022;203:107660. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779621006416>
16. Gobierno de Canarias. Anuario Energético de Canarias 2021. 2021.
17. Gobierno de Canarias. Anuario Energético de Canarias 2019. *Consejería de Transición Ecológica Lucha contra el cambio climático y Planificación Territorial*; 2020.
18. National Statistics Institute of Spain. *Spanish Journal of Statistics (SJS)*. 2021;
19. IPCC. IPCC, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. 2015.
20. Red Eléctrica España. Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España. 2021.

AGRADECIMIENTOS

Esta investigación ha sido cofinanciada por mejora de la biofuncionalidad de nuevos recubrimientos de aleaciones de mg para aplicaciones biomédicas (BioMag). Cabildo Insular de Gran Canaria 2024. Generación de estrategias de bajo impacto ambiental para la gestión y valorización de efluentes residuales ganaderos a través de Sistemas Naturales de Depuración de Aguas Residuales -SADAR-. Agencia Estatal de Innovación. Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades. Gobierno de España 2024 y Cooperación INTERREG V-A, programa España-Portugal MAC (Madeira-Azores-Canarias) 2014-2020, proyecto MITIMAC (MAC2/1.1a/263).

MATERIAL ADICIONAL

https://www.revistadyna.com/documentos/pdfs/_adic/11075-1.pdf

