



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA SUBMARINA ENTRE LAS ISLAS DE GRAN CANARIA Y TENERIFE

Autor: Alejandro O'Shanahan Delgado-Taramona

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título Proyecto de interconexión Eléctrica entre las Islas de Gran Canaria y Tenerife en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2021/22 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Alejandro O'Shanahan Delgado-Taramona

Fecha: 11. / 07. / 2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Jaime Navarro Ocón

Fecha: 13. / 7. / 2022





COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
SUBMARINA ENTRE LAS ISLAS DE GRAN
CANARIA Y TENERIFE

Autor: Alejandro O'Shanahan Delgado-Taramona

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Agradecimientos

Dar las gracias a Lukas, por ayudarme altruistamente y haberme enseñado tanto. Agradecer también a Darío por su guía.

PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE LAS ISLAS DE GRAN CANARIA Y TENERIFE

Autor: O'Shanahan Delgado-Taramona, Alejandro.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Para el presente proyecto se ha delimitado un ámbito de estudio con la amplitud suficiente para englobar todas las posibles alternativas viables del trazado de la interconexión eléctrica submarina entre las islas de Gran Canaria y Tenerife, atendiendo a criterios técnicos, económicos y ambientales.

Palabras clave: Sistema eléctrico, interconexión eléctrica submarina, HVDC

1. Introducción

Los sistemas eléctricos de las islas de Gran Canaria y Tenerife son sistemas aislados, que se caracterizan por su alta ineficiencia y vulnerabilidad. Esto significa que cada uno posee su parque de generación individual, basado principalmente en generación convencional, la cual resulta muy costosa y contaminante. Con el objetivo de mejorar esta situación, se plantea este proyecto de interconexión eléctrica, que incluye el gran desafío que supone el medio marino. Adicionalmente, el origen volcánico del archipiélago supone que las profundidades comprendidas entre islas sean elevadas, lo que añade dificultades técnicas al proyecto.

Por otro lado, es clave enlazar los dos sistemas eléctricos para conseguir un mayor grado de integración de fuentes de energía renovables no gestionables dentro de estos sistemas. Actualmente la cobertura de la demanda que esta tecnología aporta es de alrededor del 20%, una cifra notablemente inferior a la media nacional que se encuentra en el 50% y que se debe aumentar para descarbonizar el sector energético canario.

Esta interconexión eléctrica entre Gran Canaria y Tenerife puede incitar a futuras interconexiones entre islas, e incluso, la conexión con Marruecos, interconectando así todo el archipiélago a la red africana.

2. Definición del Proyecto

En todo proyecto de interconexión eléctrica se debe llevar a cabo una gran variedad de estudios relacionados con diferentes campos de la ciencia e ingeniería, al igual que análisis económicos, jurídicos, sociales y medioambientales. Normalmente, las propuestas de proyectos de interconexiones eléctricas pueden llegar a durar múltiples años de estudio de la mano de profesionales en las diversas materias. A pesar de ello, este proyecto ha pretendido presentar una propuesta lo más realista posible. Por ello, se

ha dividido el trabajo en actividades, que se centran en los análisis más relevantes para una interconexión eléctrica submarina:

- A1: Ámbito geográfico y marino del proyecto.
- A2: Selección del emplazamiento de las subestaciones de la interconexión y trazado de la ruta del cable.
- A3: Dimensionamiento de la interconexión y estudio técnico del conductor submarino.
- A4: Modelado del sistema eléctrico y simulaciones.
- A5: Impacto medioambiental del proyecto.

Los objetivos principales a alcanzar del proyecto son:

- Aumentar la eficiencia de los dos sistemas eléctricos aislados.
- Aportar una mayor robustez y seguridad a los sistemas de las dos islas.
- Conseguir un impacto medioambiental mínimo.

En todo momento se tendrá en cuenta las implicaciones económicas en el diseño de los parámetros del enlace eléctrico.

3. Descripción del modelo

Para el análisis eléctrico de la interconexión en la actividad A4, se diseñará un modelo del sistema eléctrico de las dos islas en PSS®E sobre en el que se realizarán simulaciones. Este sistema incluye modelos de librería del propio software y se adaptará un modelo auxiliar para conseguir respuestas deseadas. El diagrama de este sistema es el siguiente:

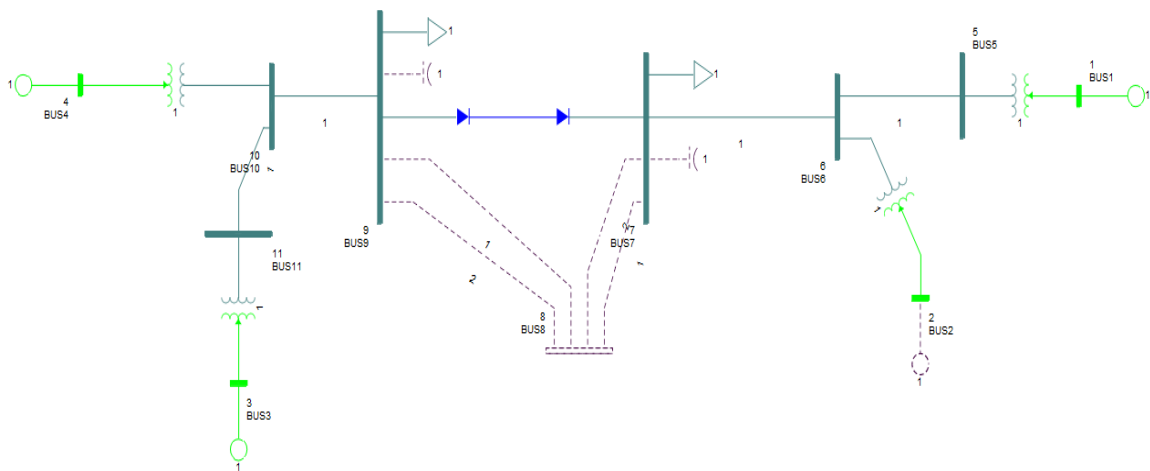


Ilustración 1 - Esquema del sistema modelado en PSS®E

El sistema representa un modelo simplificado del sistema eléctrico real. Cada isla cuenta con su generación y su demanda. La interconexión se produce por medio de un enlace en corriente continua, conocido como 'HVDC' (High Voltage Direct Current), porque ofrece una mejor alternativa para las interconexiones a largas distancias, como es en este

caso. Sin embargo, la tecnología está considerada como un elemento ‘exótico’ dentro del análisis de los sistemas eléctricos de potencia y plasma en el software PSS®E, que, a pesar de ser un muy avanzado y completo programa, no posee un modelo específico para interconexión entre sistemas del mismo tamaño. Este problema se soluciona añadiendo controles adicionales, como el que se ha utilizado y adaptado al sistema.

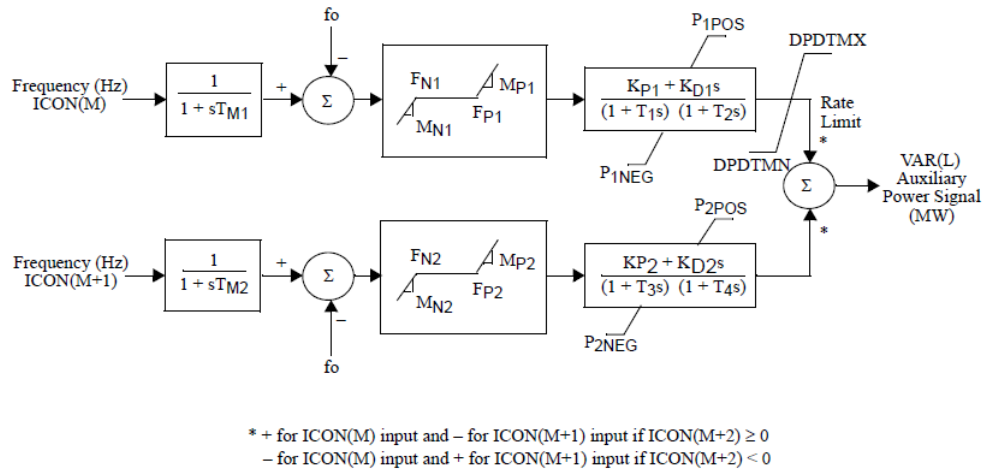


Ilustración 2 – Diagrama de bloques del modelo auxiliar

Este modelo auxiliar, tiene como entradas las variaciones de frecuencia de cada una de las islas y como salida, la potencia que debe transferir el enlace ‘HVDC’ para operar en diferentes escenarios y combatir contingencias.

4. Resultados

El resultado del trazado óptimo de la interconexión, al igual que el del emplazamiento de las estaciones de interconexión se representa en la siguiente figura:

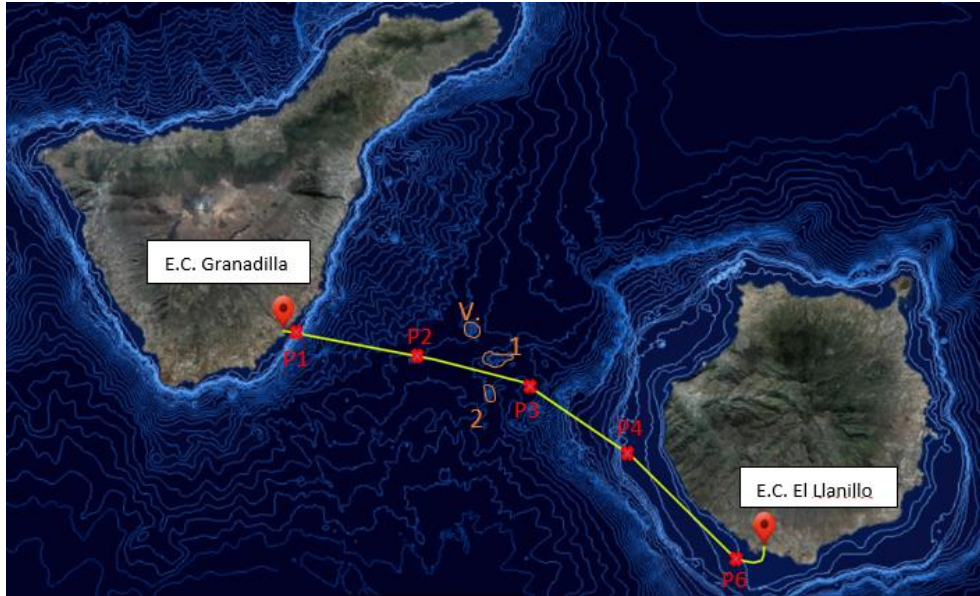


Ilustración 3 – Trazado de la interconexión y emplazamiento de las estaciones convertoras – [4]

Los resultados eléctricos son positivos en cuanto a los objetivos propuestos. Los siguientes diagramas muestran como los dos sistemas se apoyan mutuamente para mantener la estabilidad ante un evento crítico. La interconexión eléctrica varía su transporte de potencia activa según las variaciones de frecuencia:

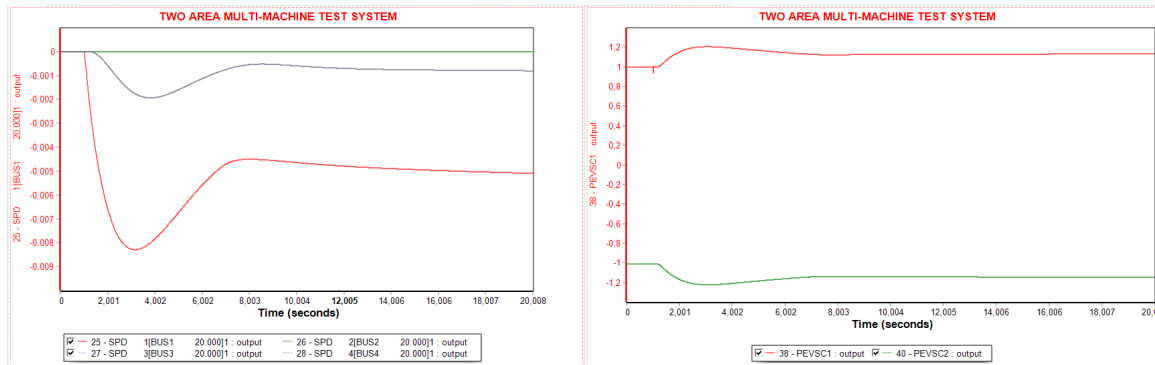


Ilustración 4 – Resultados de las simulaciones

5. Conclusiones

Juntando las conclusiones de cada actividad del proyecto, se obtiene que la interconexión eléctrica submarina es viable técnica- y medioambientalmente. Un análisis económico en profundidad se encuentra pendiente, ya que se desconoce la información necesaria para llevarlo a cabo. No obstante, se realizó una estimación del coste de inversión que puede suponer un proyecto como este y se arrojó una cifra de 100 millones de euros. A pesar de ser muy elevado, este capital se debería asumir, ya que los beneficios de esta interconexión no son solo los de reducir los costes de los sistemas y asegurar el suministro, sino que también el de ayudar a la transición energética libre de emisiones que tanto necesita la humanidad.

6. Referencias

- [1] Rodríguez Bordón, J. D. “Estudio sobre las interconexiones eléctricas de los sistemas eléctricos de las Islas Canarias.”, ResearchGate, November 2011.

https://www.researchgate.net/publication/262934554_Estudio_sobre_las_interconexiones_de_los_sistemas_electricos_de_las_Islas_Canarias

- [2] REE. “Interconexión eléctrica submarina Península-Ceuta”, Red Eléctrica, June 2016.

https://mail-attachment.googleusercontent.com/attachment/u/0/?ui=2&ik=6a440a7b91&attid=0.1&permmsgid=msg-f:1735871901483811125&th=18170e4c1f864135&view=att&disp=safe&realattid=f_l4i80fak0&sadbat=ANGjdJ_GioVMMbGCW6qVgEQAd6VNqWRPDnDDmPTbAKFYAxoNkZVVm_DIfSI3ZkaG2hwhoLhmWC3NDOoagE6pibdDNUVm9blk0hL2eFfc13c9PbsABvcrapz8fWHXBCVeuoQFz_YaBIKwLvCf_XoMCCBGpTjwNvoE8ENkq-v82eseZc0xklYrWRAsGTuokd4LoKuHfKaNfcNpUIBrMXjmuelgbuJn_XwuPn6f18itGP69WvUf73xrJuMh1YFSmYNYyW8XCKF7d_skycKhgKg-pShF_fZmMZh08LxpReq6wPw_NvKxTDeTqXVK53A3LVFxAI5TNn4I5c8sO9H0vQBqSjLYCYoAY5UUGDK3Ru8Ao8N7gtlkUh7bKJopv0uTib72h9nXfyEU5sW_7eTLKD-T3vdEvHfpTgG15i_KjSSVvr-telQwcUDDvyoqwf-v8lyS0XLnWdhQtOp56tTbmVb3KPRgK2BWrcgLA7SQAYIIrheqvUQ1BFju_ora4-3S57hc7eMSMMfu4ZthacU7JaI5RY1GFjac_1NH2FCoXCOpst-xWB9gTBYksN7UccBYah3UFkCnRs2y8SyaYnrDp5gTmlzg-rToSeK-tzSYCE3OQMI0-jwab5il-tAd4_JeFhbPYL-nqhlj1uaOqd48uH08o3DsLqYmStBkCcBVWRHu2ZUyvfrH1b9_hFsGbDITOrbdI5COVBBbhGUEPLly7f7P6kzhWGk4pk1TgAm41kXyuYyaLnLg-A8osv69ULVmrg7Qa1EsAlpeRQJrLTzVU3B7VLN7PfiTVDzNrvIKVA

- [3] Prieto Monterrubio, J. “Interconexiones eléctricas submarinas”, Doc Player, June 2011.

<https://docplayer.es/5702579-Interconexiones-electricas-submarinas.html>

ELECTRICAL GRID INTERCONNECTION PROJECT BETWEEN THE ISLANDS OF GRAN CANARIA AND TENERIFE

Autor: O'Shanahan Delgado-Taramona, Alejandro.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

For this project, a field of study has been defined with sufficient breadth to encompass all the possible viable alternatives for the route of the submarine electrical interconnection between the islands of Gran Canaria and Tenerife, based on technical, economic and environmental criteria.

Keywords: Electrical grid, submarine electrical grid interconnection, HVDC

1. Introduction

The electrical grids of the islands of Gran Canaria and Tenerife are isolated systems, characterized by their high inefficiency and vulnerability. This means that each one has its individual generation park, based mainly on conventional generation, which is very expensive and polluting. This electrical interconnection project is proposed with the aim of improving this situation, that includes the great challenge posed by the marine environment. Additionally, the volcanic origin of the archipelago means that the depths between the islands are high, which adds technical difficulties to the project.

On the other hand, it is key to link the two electrical systems to achieve a greater degree of integration of non-manageable renewable energy sources within these systems. Currently, the coverage of the demand that this technology provides is around 20%, a figure notably lower than the national average, which is 50%, and which must be increased to decarbonise the Canarian energy sector.

This electrical interconnection between Gran Canaria and Tenerife may encourage future interconnections between islands, and even the connection with Morocco, thus interconnecting the entire archipelago to the African network.

2. Project definition

In any electrical interconnection project, a wide variety of studies related to different fields of science and engineering must be carried out, as well as economic, legal, social and environmental analyses. Normally, electrical interconnection project proposals can last for several years of study by professionals in the various subjects. Nonetheless, this project has attempted to present a proposal that is as realistic as possible. For this reason, the work has been divided into activities, which focus on the most relevant analyzes for a submarine electrical interconnection:

- A1: Geographical and marine scope of the project.
- A2: Selection of the location of the interconnection substations and layout of the cable route.

- A3: Dimensioning of the interconnection and technical study of the submarine conductor.
- A4: Modeling of the electrical system and simulations.
- A5: Environmental impact of the project.

The main objectives to be achieved by the project are:

- Increase the efficiency of the two isolated electrical systems.
- Provide greater robustness and security to the systems of the two islands.
- Achieve a minimum environmental impact.

At all times, the economic implications will be taken into account in the design of the electrical link parameters.

3. Model description

For the electrical analysis of the interconnection in activity A4, a model of the electrical system of the two islands will be designed in PSS®E on which simulations will be carried out. This system includes library models of the software itself and an auxiliary model will be adapted to achieve the desired answers. The diagram of this system is as follows:

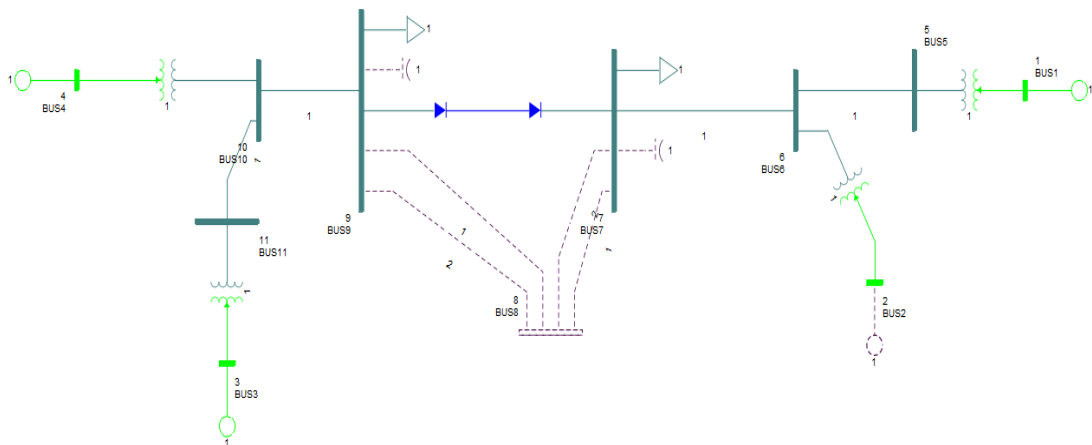


Ilustración 5 – Diagram of the system modeled in PSS®E

The system represents a simplified model of the real electrical system. Each island has its generation and its demand. The interconnection occurs through a direct current link, known as 'HVDC' (High Voltage Direct Current), because it offers a better alternative for interconnections over long distances, as it is in this case. However, the technology is considered an 'exotic' element within the analysis of electrical power and plasma systems in the PSS®E software, which, despite being a very advanced and complete program, does not have a specific model for interconnection between systems of the same size. This problem is solved by adding additional controls, such as the one that has been used and adapted to the system.

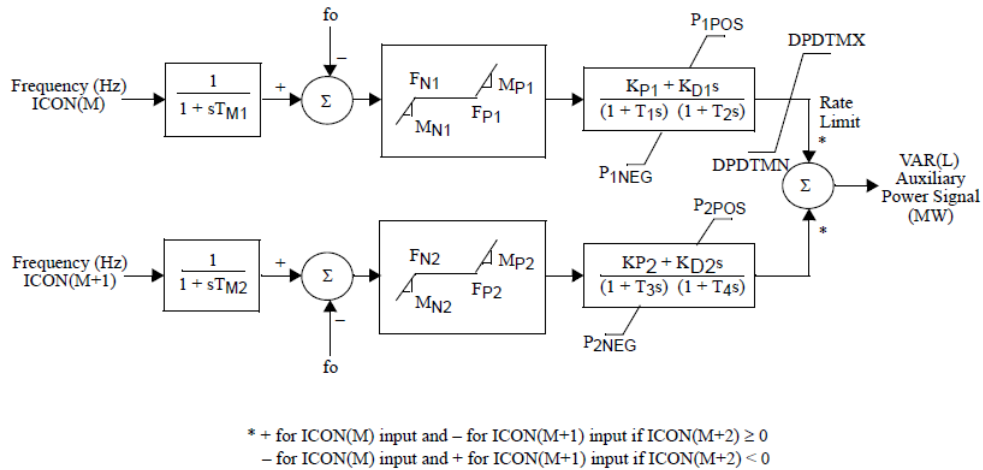


Ilustración 6 – Block diagram of the auxiliary model

This auxiliary model has as inputs the frequency variations of each one of the islands and as output, the power that the ‘HVDC’ link must transfer to operate in different scenarios and combat contingencies.

4. Results

The result of the optimal layout of the interconnection, as well as that of the location of the interconnection stations, is represented in the following Figure:

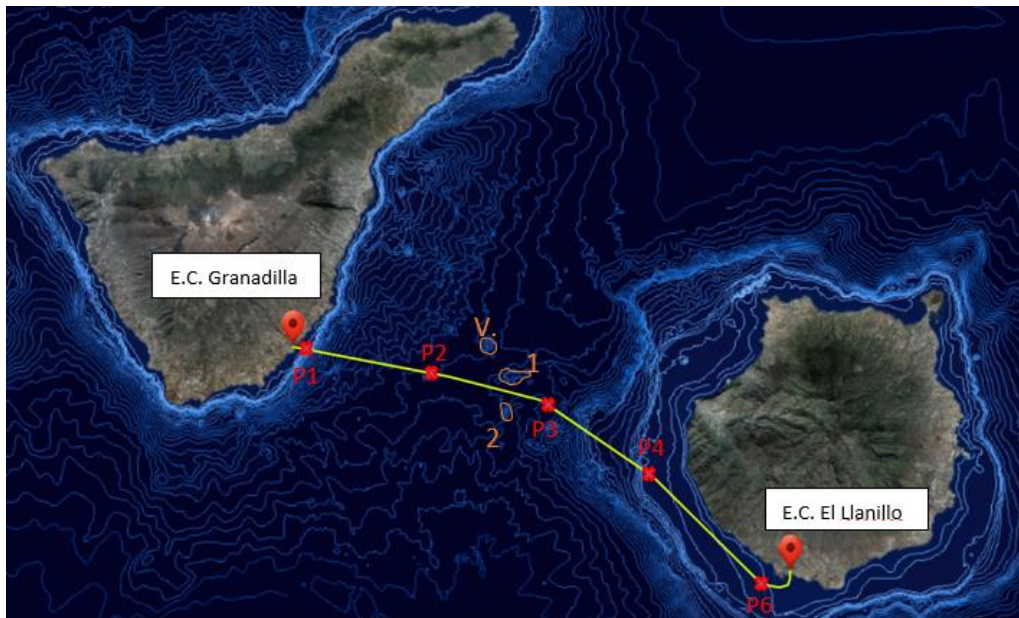


Ilustración 7 – Layout of the interconnection and location of the converter stations – [4]

The electrical results are positive in terms of the proposed objectives. The following diagrams show how the two systems support each other to maintain stability in a critical event. The electrical interconnection varies its transport of active power according to variations in frequency:

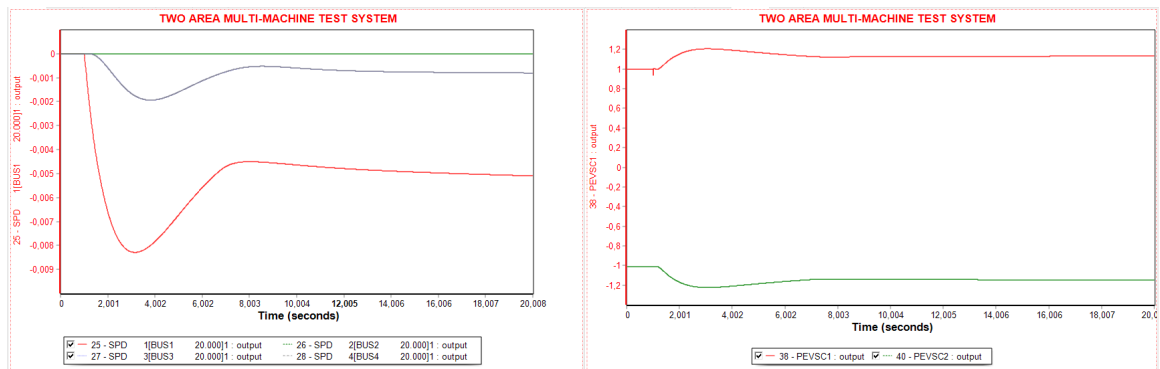


Ilustración 8 – Simulation results

5. Conclusiones

Putting together the conclusions of each activity of the project, it is obtained that the submarine electrical interconnection is technically and environmentally viable. A deep economic analysis is pending, since the information necessary to carry it out is unknown. However, an estimate was made of the investment cost that a project like this could entail and a figure of 100 million euros was produced. Despite being very high, this capital should be assumed, since the benefits of this interconnection are not only to reduce the costs of the systems and ensure supply, but also to help the emission-free energy transition that humanity needs so much.

6. References

[1] Rodríguez Bordón, J. D. “Estudio sobre las interconexiones eléctricas de los sistemas eléctricos de las Islas Canarias.”, ResearchGate, November 2011.

https://www.researchgate.net/publication/262934554_Estudio_sobre_las_interconexiones_de_los_sistemas_electricos_de_las_Islas_Canarias

[2] REE. “Interconexión eléctrica submarina Península-Ceuta”, Red Eléctrica, June 2016.

https://mail-attachment.googleusercontent.com/attachment/u/0/?ui=2&ik=6a440a7b91&attid=0.1&permmsgid=msg-f:1735871901483811125&th=18170e4c1f864135&view=att&disp=safe&realattid=f_l4i80fak0&sadbat=ANGjdJ_GioVMMbGCW6qVgEQAd6VNqWRPDnDDmPTbAkFYAxoNkZVVM_DifSI3ZkaG2hwhoLhmWC3NDOoagE6pibdDNUVm9blk0hL2eFfcl3c9PbsABvcrapz8fWHXBCVeuoQFz_YaBIKwLvCf_XoMCCBGpTjwNvoE8ENkq-v82eseZc0xkIYrWRAsGTuokd4LoKuHfKaNfcNpUIBrMXjmue1gbuJn_XwuPn6f18itGP69WvUf73xrJuMh1YFSmYNYyW8XCCKF7d_skvcKhgKg

[3] Prieto Monterrubio, J. “Interconexiones eléctricas submarinas”, Doc Player, June 2011.

<https://docplayer.es/5702579-Interconexiones-electricas-submarinas.html>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	8
1.1 Motivación del proyecto.....	9
1.2 Metodología y planificación.....	10
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	12
Capítulo 3. Definición del Trabajo	14
3.1 Justificación.....	14
3.2 Objetivos	14
3.3 Metodología.....	15
Capítulo 4. Actividad A1.....	16
A1: Ámbito geográfico y marino del proyecto.	16
4.1 Localización geográfica del proyecto.....	16
4.2 Ámbito Marino.....	17
4.3 Estudio del Fondo Marino.....	20
Capítulo 5. Actividad A2.....	27
A2: Selección del emplazamiento de las subestaciones de la interconexión y trazado de la ruta del cable	27
5.1 Breve descripción de los sistemas eléctricos de Tenerife y Gran Canaria	27
5.2 Propuestas y análisis de las subestaciones de interconexión.....	29
5.3 Rutas submarinas.....	40
Capítulo 6. Actividad A3.....	43
A3: Dimensionamiento de la interconexión y estudio técnico del conductor submarino	43
6.1 Modelo energético de Tenerife y Gran Canaria	43
6.2 Dimensionamiento de la interconexión.....	45
6.3 Tipo de enlace	47
6.4 Estudio del cable y de la estación de conversión.....	52
Capítulo 7. Actividad A4.....	57
A4: Modelado del sistema eléctrico y simulaciones.....	57
7.1 Modelado del sistema en PSS®E.....	57

7.2 Planteamiento de escenarios y eventos.....	63
7.3 Simulaciones y resultados	63
7.4 Conclusiones	79
Capítulo 8. Actividad A5.....	81
A5: Impacto medioambiental del proyecto.....	81
8.1 Construcción e instalación de interconexión.....	81
8.2 Impacto en el medio terrestre y marino.....	84
8.3 Medidas compensatorias	93
Capítulo 9. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	94
Capítulo 10. Bibliografía.....	95
Capítulo 11. ANEXOS.....	99
11.1 Anexo 1: Alineación con los ODS	99

Índice de ilustraciones

Ilustración 1 - Esquema del sistema modelado en PSS®E	9
Ilustración 2 – Diagrama de bloques del modelo auxiliar	10
Ilustración 3 – Trazado de la interconexión y emplazamiento de las estaciones convertoras – [4]	11
Ilustración 4 – Resultados de las simulaciones	11
Ilustración 5 – Diagram of the system modeled in PSS®E.....	14
Ilustración 6 – Block diagram of the auxiliary model	15
Ilustración 7 – Layout of the interconnection and location of the converter stations – [4].	15
Ilustración 8 – Simulation results	16
Ilustración 9 – Mapa del mundo – [5]	16
Ilustración 10 – Islas Canarias – [6]	17
Ilustración 11 – Delimitación de aguas canarias – [7]	18
Ilustración 12 – Distribución de aguas territoriales – [8]	19
Ilustración 13 – Zonas ZEE en el ámbito de Canarias – [9].....	19
Ilustración 14 – Mapa batimétrico en 3D de las Islas Canarias – [10].....	20
Ilustración 15 – Mapa batimétrico en 2D de las Islas Canarias – [11].....	22
Ilustración 16 – Mapa batimétrico en 2D de las Islas Canarias ampliado – [11].....	22
Ilustración 17 – Mapa batimétrico en 2D con discriminación de isobatas entre 0-2400 metros – [1]	23
Ilustración 18 – Mapa batimétrico en 2D ampliado para el corredor submarino – [11]	24
Ilustración 19 – Mapa batimétrico en 2D de las Islas Canarias – [4].....	25
Ilustración 20 – Mapa de sismicidad de las Islas Canarias – [12].....	26
Ilustración 21 – Mapa de los sistemas eléctricos de Gran Canaria y Tenerife – [13]	28
Ilustración 22 – Mapa del sistema eléctrico de Tenerife ampliado – [14]	30
Ilustración 23 – Central de Granadilla y S.E. Abona – [6].....	31
Ilustración 24 – Central de Granadilla - [6].....	32

Ilustración 25 – Central de Granadilla y E.C. Granadilla – [6].....	32
Ilustración 26 – Central de Granadilla y E.C. Granadilla en 3D – [6]	33
Ilustración 27 – S.E. Abona y E.C. Abona – [6]	34
Ilustración 28 – Mapa del sistema eléctrico de Tenerife ampliado – [14]	35
Ilustración 29 – Central de Candelaria – [6].....	36
Ilustración 30 – Central de Candelaria en 3D – [6].....	36
Ilustración 31 – Mapa del sistema eléctrico de Gran Canaria ampliado – [14].....	37
Ilustración 32 – Mapa del sistema eléctrico de Gran Canaria ampliado – [14].....	38
Ilustración 33 – S.E. Santa Águeda y E.C. El Llanillo – [6]	39
Ilustración 34 – Trazado de la interconexión y estaciones convertoras – [4]	41
Ilustración 35 – Perfil de profundidad de la interconexión – [1].....	42
Ilustración 36 – Curva de demanda de Gran Canaria – [15]	45
Ilustración 37 – Diagrama de potencia transferible según la distancia por la tecnología HVAC – [1]	48
Ilustración 38 – Diagrama de coste según la distancia por las tecnologías HVAC y HVDC – [16]	48
Ilustración 39 – Diagrama de potencia activa según la distancia por las tecnologías HVAC y HVDC – [1]	49
Ilustración 40 – Esquema de la tecnología HVDC – [1]	49
Ilustración 41 – Mapa de interconexiones eléctricas en HVDC en el mundo – [16]	50
Ilustración 42 – Distintas configuraciones de HVDC – [16]	51
Ilustración 43 – Cable unipolar XLPE – [17].....	53
Ilustración 44 – Esquema HVDC y fórmula de pérdidas – [16]	53
Ilustración 45 – Coste de un cable DC submarino en función de la potencia nominal y tensión nominal – [18]	54
Ilustración 46 – Esquema del sistema modelado en PSS®E.....	58
Ilustración 47 – Diagrama de bloques de tecnología VSC – [1]	59
Ilustración 48 – Diagrama de bloques del modelo auxiliar.....	60
Ilustración 49 – Descripción de constantes del modelo	62

Ilustración 50 – Gráfica de la variación de la frecuencia (p.u.) de los generadores en función del tiempo	65
Ilustración 51 – Gráfica de la potencia mecánica, eléctrica y de carga (MW) del sistema total en función del tiempo	66
Ilustración 52 – Gráfica de la tensión (p.u.) de los nudos extremos del convertidor en función del tiempo	67
Ilustración 53 – Gráfica de la potencia transferida por el HVDC (p.u.) en función del tiempo	68
Ilustración 54 – Gráfica de las potencias mecánicas (p.u.) de los generadores del sistema en función del tiempo	69
Ilustración 55 – Gráfica de la variación de la frecuencia (p.u.) de los generadores en función del tiempo	70
Ilustración 56 – Gráfica de la tensión (p.u.) de los nudos extremos del convertidor en función del tiempo	71
Ilustración 57– Gráfica de la potencia transferida por el HVDC (p.u.) en función del tiempo	72
Ilustración 58 – Gráfica de las potencias mecánicas (p.u.) de los generadores del sistema en función del tiempo	73
Ilustración 59 – Gráfica de la variación de la frecuencia (p.u.) de los generadores en función del tiempo	74
Ilustración 60 – Gráfica de la potencia transferida por el HVDC (p.u.) en función del tiempo	75
Ilustración 61 – Gráfica de las potencias mecánicas (p.u.) de los generadores del sistema en función del tiempo	76
Ilustración 62 – Gráfica de la variación de la frecuencia (p.u.) de los generadores en función del tiempo	77
Ilustración 63 – Gráfica de la potencia mecánica, eléctrica y de carga (MW) del sistema total en función del tiempo	78
Ilustración 64 – Gráfica de las potencias mecánicas (p.u.) de los generadores del sistema en función del tiempo	79

Ilustración 65 – Estación de conversión de Morvedre – [19].....	82
Ilustración 66 – Barco Cablero Skagerrak 2 – [20].....	82
Ilustración 67 – Operación de ‘trenching’ – [21].....	83
Ilustración 68 – ROV submarino – [22].....	83
Ilustración 69 – Mapa de ocupación de suelo en el ámbito de la E.C. El Llanillo – [4].....	85
Ilustración 70 – Mapa de vegetación en el ámbito de la E.C. El Llanillo – [4].....	85
Ilustración 71 – Mapa de Hábitats naturales de Interés Común en el ámbito de la E.C. El Llanillo – [4].....	86
Ilustración 72 – Mapa de ZEPA en el ámbito de Gran Canaria – [4].....	86
Ilustración 73 – Mapa de ZEC en el ámbito de Gran Canaria – [4].....	87
Ilustración 74 – Ficha descriptiva de ZEC 33_GC – [23].....	87
Ilustración 75 – Mapa de LIC en el ámbito de Gran Canaria – [4].....	88
Ilustración 76 – Mapa de ocupación de suelo en el ámbito de la E.C. Granadilla – [4].....	89
Ilustración 77 – Mapa de Hábitats naturales de Interés Común en el ámbito de la E.C. Granadilla – [4].....	89
Ilustración 78 – Mapa de ZEPA en el ámbito de Tenerife – [4].....	90
Ilustración 79 – Mapa de ZEC en el ámbito de Tenerife – [4].....	91
Ilustración 80 – Mapa de LIC en el ámbito de Tenerife – [4].....	91
Ilustración 81 – Mapa de cables submarinos de telecomunicaciones en Canarias – [24]...	92

Índice de tablas

Tabla 1 - Características de los cables extraídos del catálogo ABB HVDC Light Cables .	55
Tabla 2 - Características de los convertidores extraídos del catálogo ABB HVDC Light Cables	55
Tabla 3 – Tabla explicativa de los nudos del sistema.....	57
Tabla 4 – Escenario propuesto 1.....	64
Tabla 5 – Descripción de variables.....	64
Tabla 6 – Escenario propuesto 2.....	77

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El principal objetivo de cualquier sistema eléctrico es garantizar el suministro de energía eléctrica en cualquier instante del día y de forma continuada. Para garantizarlo, es clave poseer un sistema fuertemente interconectado que ofrezca caminos alternativos al transporte y distribución de la electricidad, y, por tanto, que contribuya a la seguridad del suministro.

Debido a su condición geográfica, las Islas Canarias experimentan una notable barrera tecnológica y económica para la interconexión, el mar. Adicionalmente, el origen volcánico de las islas, supone un fondo marino muy profundo y con complicado relieve en ciertas zonas, que dificultan el tendido del enlace eléctrico. No obstante, es de gran interés para el sistema eléctrico canario las interconexiones entre islas, consiguiendo subsistemas mayores y, por tanto, más robustos y eficientes.

Actualmente, Canarias cuenta con seis pequeños sistemas eléctricos aislados. La red de infraestructuras eléctricas está débilmente mallada y las únicas islas interconectadas son las islas de Lanzarote y Fuerteventura. Sin embargo, el proyecto de interconexión eléctrica entre Tenerife y La Gomera se encuentra en marcha, que, tras su finalización, reducirá los subsistemas eléctricos a cinco. Hasta el día de hoy, no se cuenta con interconexión con Marruecos ni con otro país del continente africano.

Los sistemas pequeños débilmente interconectados o aislados son sistemas vulnerables. Esta vulnerabilidad se debe a la insuficiencia o ausencia de apoyo por parte de otros sistemas eléctricos mayores. Los sistemas con estas características, como el caso de los subsistemas eléctricos canarios, se ven amenazados por:

- Las posibles contingencias y fallos en los elementos del sistema. Como ejemplo de ello, el apagón que tuvo lugar en Tenerife en septiembre de 2019, que produjo un corte del suministro en toda la isla que duró aproximadamente 8 horas y el cero energético de julio de 2020 también en Tenerife que afectó a toda la isla.

- Los déficits instantáneos de generación renovable debido a partes meteorológicas desfavorables, que en muchas ocasiones resultan impredecibles y que dificultan la operación y gestión de la red. La transición a la generación de electricidad por medio de fuentes renovables está siendo lenta, pero se prevé que en un futuro cercano se experimente un gran desarrollo de recursos renovables no gestionables como la eólica off-shore.

En el archipiélago, el 82,5% de la generación de electricidad procede de grandes centrales térmicas muy contaminantes que deben ser capaces de soportar mayores variaciones entre picos y valles de demanda, con márgenes de reserva que llegan a ser 4-7 veces mayores que los fijados en la península y que dependen completamente de combustibles fósiles, como el fuel-oil, que implica una mayor dependencia energética del exterior, lo que a su vez se traduce en un mayor coste económico.

Este proyecto se centra en las islas de Tenerife y Gran Canaria, las dos principales en tamaño y población, con los dos sistemas más importantes del archipiélago. Enlazar estos dos sistemas para conformar uno mayor, no sólo ayudaría a cumplir el principal objetivo de garantizar el suministro, sino que, además, facilitaría la implementación de energías renovables, en cuanto a la gestión del perfil de generación de las dos islas. Esto último es clave para la descarbonización de Canarias y cumplir con El Pacto Verde europeo del 11 de diciembre de 2019. Se puede afirmar, sin duda alguna, que la interconexión eléctrica submarina entre las islas de Gran Canaria y Tenerife es un proyecto de ingeniería que tendrá una gran influencia en el futuro energético de ambas islas, e incluso, del archipiélago y traerá consigo grandes mejoras en la eficiencia del sistema eléctrico canario, abriendo nuevas puertas a futuras interconexiones con otras islas e incluso con el continente africano.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Nos encontramos en un punto de inflexión en la historia de nuestros sistemas eléctricos. Estos mismos van a sufrir diversos cambios en el futuro cercano para poder concebir sistemas dependientes mayoritariamente de energías renovables no gestionables como la

eólica (on-shore y off-shore) y la fotovoltaica. Un importante aspecto de esta transición será la demanda de más interconexiones. Serán de vital importancia para poder gestionar y operar la nueva y compleja red, en la que se ha sustituido pocos puntos de gran generación controlada por muchos puntos de menor cantidad y que además dependen de previsiones meteorológicas imperfectas. La relevancia y la necesidad de estas interconexiones aumenta exponencialmente si se hace referencia a sistemas poco mallados o débilmente interconectados como Las Islas Canarias. Una interconexión eléctrica submarina entre Gran Canaria y Tenerife actualmente no supondría nada más que una línea de balance, debido a que los valores intradiarios de demanda eléctrica de las dos islas son similares, con curvas de demanda mayoritariamente dependientes del sector turístico y disposición de generación parecida para ambas islas. Se usaría principalmente para combatir grandes contingencias en alguna de las dos islas.

En el panorama futuro de un sistema basado en las energías renovables, además de aportar robustez y seguridad al sistema bi-insular, esta interconexión tendría gran relevancia para el transporte de potencia de una isla a otra, por el hecho de que puede darse una situación favorable meteorológicamente en Tenerife y tener un excedente de generación renovable que pueda ser exportada y aprovechada en isla opuesta, por ejemplo, mientras que en Gran Canaria haya condiciones desfavorables y se importe esta energía.

Este proyecto tiene como objetivo principal mejorar la situación del sistema eléctrico de las dos islas con el punto de mira en la sostenibilidad.

1.2 METODOLOGÍA Y PLANIFICACIÓN

Para la realización de este proyecto, se ha desempeñado diversos estudios de diferentes campos de la ciencia e ingeniería, ya que se pretende aportar un resultado basado en la complejidad del mundo real y asemejar el contenido al de un proyecto profesional en la manera de lo posible.

El proyecto se dividirá en diferentes actividades para facilitar y mejorar la organización y control del mismo. Las actividades son las siguientes:

-A1: Ámbito geográfico y marino del proyecto. En primer lugar, se delimita el marco geográfico y marino del proyecto. A continuación, se investigará el fondo marino con la ayuda de la batimetría y se obtendrá información valiosa para siguientes apartados.

-A2: Selección de emplazamiento de las subestaciones de la interconexión y trazado de la ruta del cable. Mediante el resultado de la actividad A1 y el análisis de las infraestructuras de transporte eléctrico de las islas se seleccionará las ubicaciones óptimas para el emplazamiento de las subestaciones que interconectarán los dos sistemas, como también la ruta óptima de tendido del cable.

-A3: Dimensionamiento de la interconexión y estudio técnico del conductor submarino
A partir de la máxima potencia que se quiera transferir, se diseñará la interconexión, eligiendo el voltaje, el conductor y el tipo de transmisión teniendo en cuenta limitaciones y coste económico.

-A4: Modelado del sistema eléctrico y simulaciones. Se realizarán simulaciones usando software de análisis de sistemas de potencia, PSS®E Xplore 34, para ‘poner a prueba’ la interconexión diseñada y verificar que cumple su función.

-A5: Impacto medioambiental del proyecto. Una vez completadas las actividades anteriores, se procederá a estudiar el impacto medioambiental de la instalación y se propondrá medidas compensatorias.

Una vez se haya completado las diferentes actividades, se procederá a exponer las conclusiones del proyecto.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

El estudio de la viabilidad de las interconexiones eléctricas submarinas entre las islas del archipiélago canario se ha analizado cuidadosamente en la última década, con el propósito de enlazar el mayor número de sistemas, e incluso, interconectar con el continente africano. Hasta el momento presente, el archipiélago canario cuenta con una interconexión eléctrica submarina entre Lanzarote y Fuerteventura y una futura interconexión entre Tenerife y La Gomera. Estos proyectos se destacan por su relativa sencillez técnica, coste asumible y reconocidos beneficios. No obstante, yace la pregunta de por qué no se plantea interconectar el resto de islas. Realmente, esta cuestión sí que se ha planteado por un exalumno de la ULPGC, Jacob David Rodríguez Bordón, que en su trabajo de final de carrera “Estudio sobre las interconexiones de los sistemas eléctricos de las Islas Canarias” propone diferentes alternativas de interconexión, al igual que realiza un profundo estudio sobre múltiples aspectos relacionados con un proyecto de interconexión eléctrica submarina. Sin embargo, en su proyecto, publicado en 2011, se argumenta que la interconexión eléctrica submarina entre Gran Canaria y Tenerife es un proyecto que presenta muchos obstáculos técnicos, entre ellos como más notorio, el efecto de la elevada profundidad sobre los cables y que, por ese motivo, la interconexión no se podía desarrollar en los siguientes años. A pesar de ello, se extrajo relevante información para este proyecto.

Actualmente, la tecnología de los cables submarinos se ha desarrollado hasta tal punto, que se alcanzan los 3000 metros, como en el proyecto de interconexión en corriente continua “Eurasia Interconnector”. Para la máxima profundidad de 2300 metros que existe entre las islas de Gran Canaria y Tenerife, existe la tecnología adecuada para efectuar la interconexión. No se tiene constancia de ninguna propuesta o interés por parte de empresas privadas de llevar a cabo este proyecto y esto se debe al alto coste del enlace motivado por la falta de desarrollo de la infraestructura de transporte eléctrico de Gran Canaria.

En relación a la tecnología HVDC-VSC, se lleva desarrollando desde el siglo pasado y se dispone de una gran variedad de trabajos. Entre ellos, uno de los más genéricos es “VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview” elaborado por Nikolas Flourentzou, miembro del IEEE.

Por otro lado, se ha usado documentos oficiales de proyectos de interconexiones eléctricas submarinas, como el proyecto “Rómulo” de REE, que ha sido de gran utilidad, ya que es la única interconexión eléctrica submarina en corriente continua en el ámbito nacional. Otros proyectos que sirvieron de ayuda son la interconexión eléctrica entre Fuerteventura y Lanzarote, Ceuta y la Península Ibérica y el proyecto “REMO” entre Marruecos y España.

En resumidas cuentas, este trabajo presenta una propuesta innovadora de interconexión eléctrica submarina entre Tenerife y Gran Canaria.

Capítulo 3. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

3.1 JUSTIFICACIÓN

Las islas de Gran Canaria y Tenerife se encuentran “estancadas” en un punto en cuanto al avance al modelo energético sostenible. La generación renovable no es capaz de superar a la generación convencional, a pesar de que la potencia instalada de las dos tecnologías se va igualando conforme pasan los años. Esto se debe a que la estabilidad de estos pequeños sistemas aislados depende completamente de los generadores síncronos y no se cuenta con la tecnología suficiente como para reemplazarlos. En cambio, si se interconectan los dos sistemas para conformar uno mayor, el margen de regulación sería mayor y, por tanto, la estabilidad del sistema se vería mejor protegida.

Esta interconexión es muy importante para el desarrollo energético de las Islas Canarias, ya que se estaría uniendo los dos sistemas mayores y sería un enlace estratégico entre las dos provincias del archipiélago.

3.2 OBJETIVOS

Los objetivos que se pretenden alcanzar en este proyecto son los siguientes:

- Aumentar la eficiencia de los dos sistemas eléctricos aislados.
- Aportar una mayor robustez y seguridad a los sistemas de las dos islas.
- Conseguir un impacto medioambiental mínimo.

Para conseguir estos objetivos, se debe tomar decisiones de diseño conformes a los resultados de las actividades.

3.3 METODOLOGÍA

La complejidad de este proyecto reside en la compatibilización de todos los aspectos de las diferentes actividades. Las limitaciones de una actividad pueden influir en otras varias a la vez y una modificación en algún parámetro puede acarrear otros cambios. Por ello, el orden de realización de las actividades no está definido, sino que se trabajaron a la vez. Cabe mencionar que, las actividades A1, A2 y A5 se diseñaron conjuntamente, al igual que las A3 y A4.

Para la actividad A4, se llevó a cabo un procedimiento diferente a las otras, ya que consistió mayoritariamente en el desarrollo de un modelo en software. En primer lugar, se requirió dominar la herramienta y adquirir los conocimientos necesarios para modelar la red. El segundo paso consistió en confirmar que el modelo funcionaba correctamente. Una vez llegado a este punto, se debía decidir qué simulaciones hacer, dentro de la gran variabilidad que ofrece el software. Por último, se extrajo e interpretó las gráficas.

Capítulo 4. ACTIVIDAD A1

A1: ÁMBITO GEOGRÁFICO Y MARINO DEL PROYECTO.

Este primer apartado, ubica y delimita geográficamente el proyecto, al igual que estudia el medio marino para así obtener la información que permita considerar todos los aspectos influyentes a la hora de diseñar el enlace eléctrico. Los resultados aquí obtenidos definirán y marcarán, en gran medida, el resto de actividades.

4.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL PROYECTO

El archipiélago canario se encuentra localizado frente a la costa noroeste de África, al norte del Trópico de Cáncer, concretamente entre las coordenadas 27°37' y 29°25' de latitud norte, y 13°20' y 18°10' de longitud oeste, a 1.400 km de distancia de Europa y tan solo a 95 km de la costa africana.



Ilustración 9 – Mapa del mundo – [5]

La Comunidad Autónoma de Canarias se compone de ocho islas, cinco islotes y ocho roques. La interconexión eléctrica que se presenta en este proyecto se centra en las islas de Gran

Canaria y Tenerife, que son islas vecinas a una distancia de 95 km (43 millas náuticas) desde el Puerto de Agaete al Puerto de la Cruz.



Ilustración 10 – Islas Canarias – [6]

Estas dos islas poseen el 82% de la población canaria, comprendida en unos 2.207 millones de personas, de la cual el 43% le corresponde a Tenerife. En relación a la superficie de estas islas, Gran Canaria mide 1560.1 km² y Tenerife 2034.38 km².

La economía del archipiélago se basa fundamentalmente del sector terciario y, por otro lado, el sector de la industria se encuentra con mayor desarrollo en las dos islas más pobladas.

4.2 ÁMBITO MARINO

Resulta relevante para el proyecto el análisis de las aguas territoriales y sus delimitaciones. Para ello, es necesario conocer las diferentes zonificaciones: Mar Territorial (12 millas), Zona Contigua (12 Millas), ZEE (200 millas), Plataforma Continental y Alta Mar. El concepto de Zona Económica Exclusiva (ZEE) es el de más relevancia para este proyecto, que es una franja marítima contigua al Mar territorial que se extiende hasta las 200 millas náuticas medidas desde la línea de base de costa de un Estado. En el artículo 56 de la III Convención de la ONU sobre el Derecho del Mar de 1982 se indica que el Estado tendrá la soberanía sobre este territorio, con derechos

de exploración, administración, conservación del medio marino, investigación marina y explotación económica de los recursos naturales.

Por otra parte, el ámbito marino considerado comprende, que en base a la ley 44/2010, que establece que las aguas que hay entre las islas e islotes del Archipiélago delimitadas por un perímetro de líneas rectas que unen los puntos más salientes de las diferentes Islas, se consideran aguas canarias.

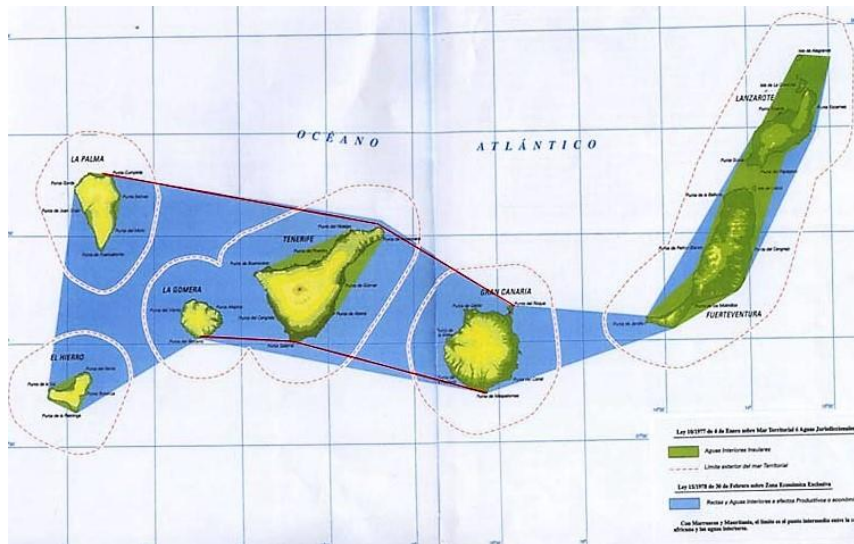


Ilustración 11 – Delimitación de aguas canarias – [7]

La siguiente figura representa gráficamente la distribución de aguas jurisdiccionales:

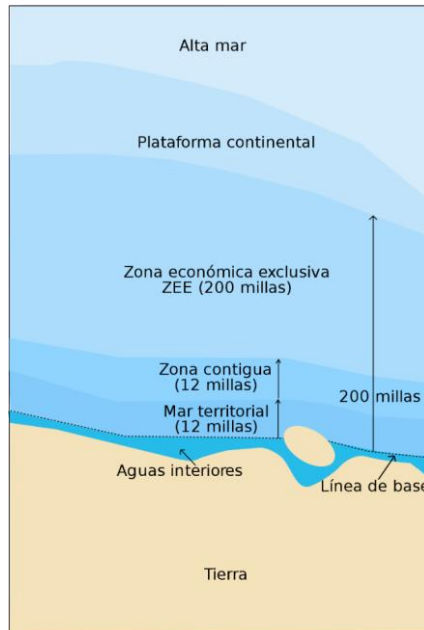


Ilustración 12 – Distribución de aguas territoriales – [8]

La delimitación actual de las ZEE de los diferentes países en el marco geográfico de las Islas Canarias se puede visualizar en la Ilustración 13:

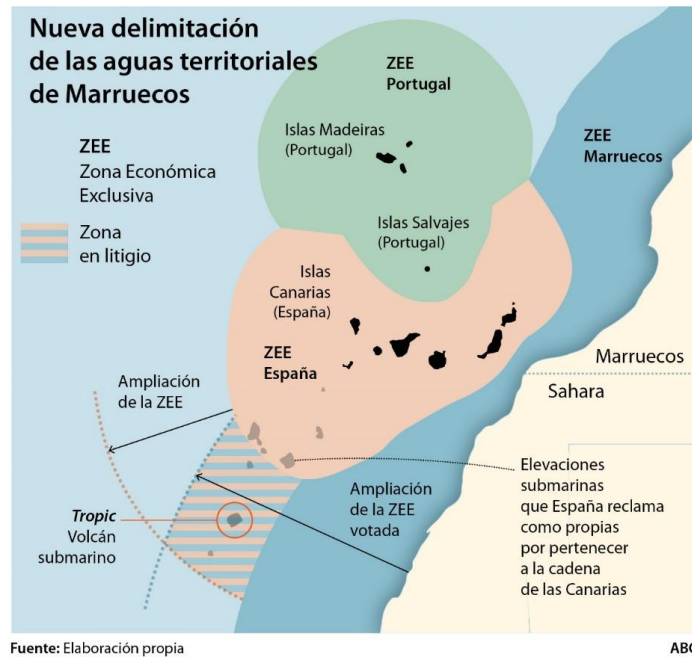


Ilustración 13 – Zonas ZEE en el ámbito de Canarias – [9]

Esta figura refuerza la idea de la importancia de las ZEE. Esta misma muestra una nueva propuesta de Marruecos y España de expandir sus aguas territoriales hasta las 350 millas para incluir dentro de su ZEE el volcán submarino ‘Tropic’. El descubrimiento de este volcán ha desvelado una inmensa fuente de telurio y cobalto, potencialmente explotable y económicamente muy atractiva.

La conclusión a la que se llega es que el proyecto de interconexión eléctrica submarina entre las islas de Gran Canaria y Tenerife se desarrollaría en aguas españolas, aspecto que favorece y facilita los procesos jurídicos con respecto al mar.

4.3 ESTUDIO DEL FONDO MARINO

Las ocho islas que conforman el archipiélago canario son de origen volcánico. Posee un fondo marino abrupto, en el que a partir de los 100-200 metros de profundidad, se abandona la plataforma insular y se experimenta un gran descenso en forma de acantilado submarino hasta llegar a las llanuras abisales, a una profundidad de 3000 metros. Además, abundan las cuevas, túneles y cornisas submarinas. Las profundidades entre islas varían según se alejan del continente africano en sentido creciente, alcanzando las mayores profundidades en las islas occidentales.

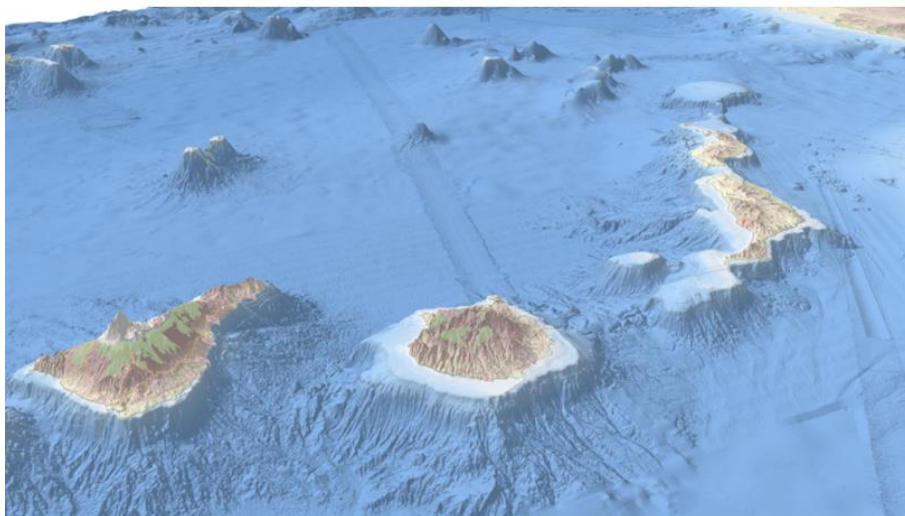


Ilustración 14 – Mapa batimétrico en 3D de las Islas Canarias – [10]

En todo proyecto desarrollado en el medio marino, la batimetría juega un importante papel, ya que esta es la que se encarga de generar levantamientos batimétricos y morfológicos de los fondos marinos para medir profundidades, formas y pendientes de relieve. Los cables eléctricos submarinos deben soportar las sollicitaciones mecánicas, eléctricas y químicas que exige las diferentes operaciones de la interconexión. Estas sollicitaciones varían en gran medida con la profundidad a la que se encuentra el cable. Es por ello que se necesita la batimetría para el diseño del conductor en la actividad A3. Se estudiará en detalle los diferentes parámetros en la correspondiente actividad.

Mediante el estudio batimétrico entre las islas de Gran Canaria y Tenerife se pretende dotar a la actividad A2 de información para así encontrar la ruta óptima para el tendido del cable y que conecte las dos islas.

Para este estudio, se ha usado la base de datos de Arcgis. Al solo disponer de mapas en 2D, los puntos de misma profundidad se representan con líneas, conocidas como isobatas. Mediante estos niveles de profundidades, se puede estimar el relieve y las pendientes en determinadas zonas. Para estos diagramas, la diferencia en altura entre isobatas es de 50 metros.

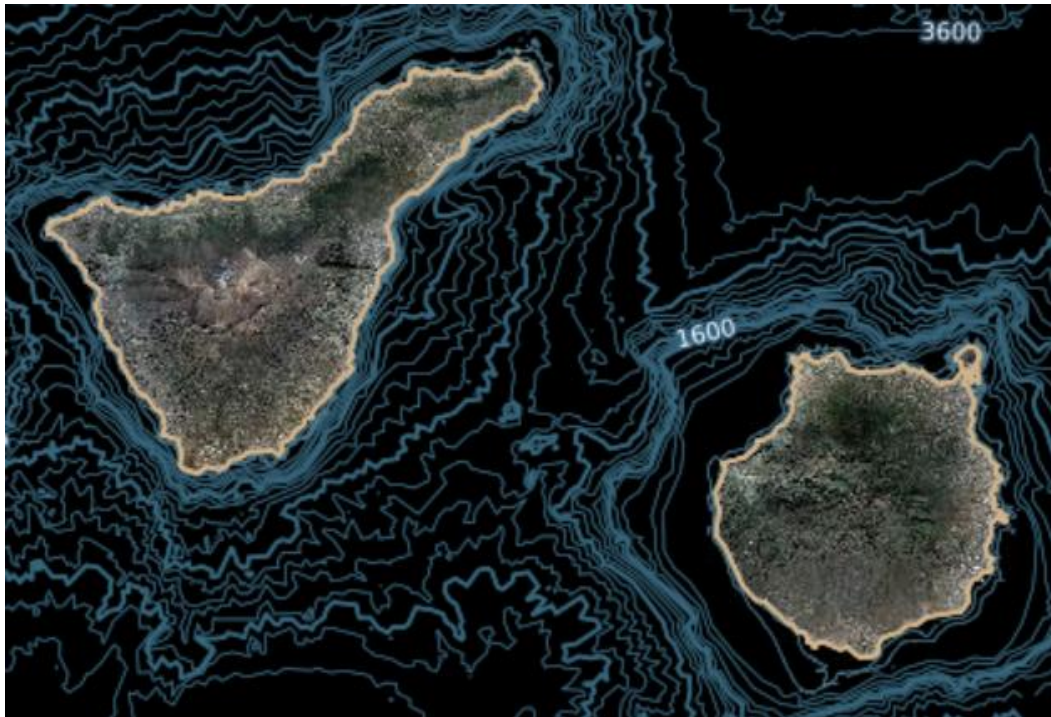


Ilustración 15 – Mapa batimétrico en 2D de las Islas Canarias – [11]

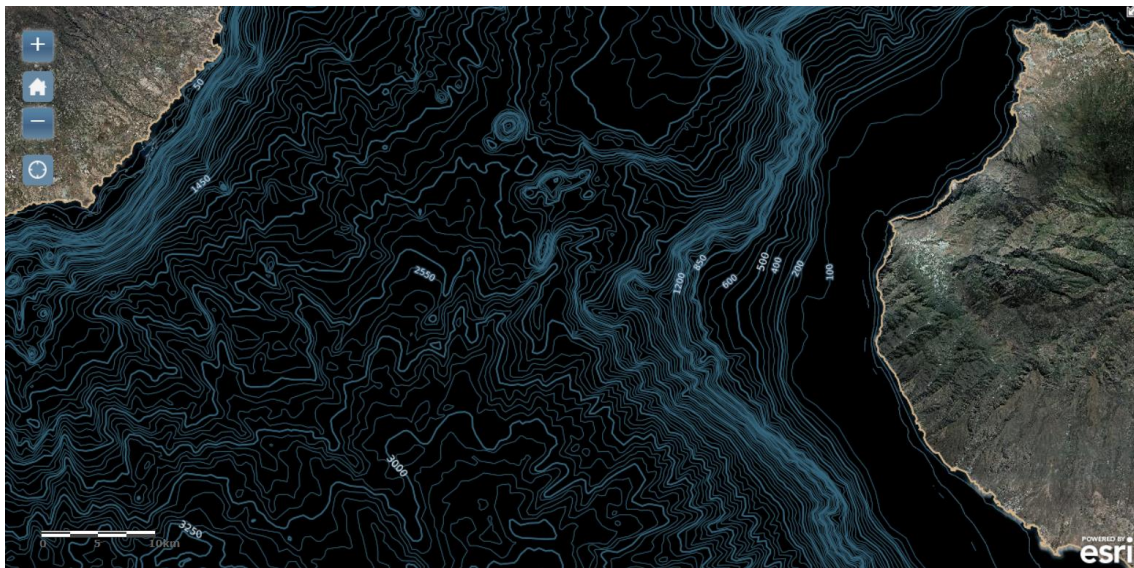


Ilustración 16 – Mapa batimétrico en 2D de las Islas Canarias ampliado – [11]

Resulta complicado visualizar en los mapas de las ilustraciones 15 y 16 los niveles de profundidad. Para simplificar la tarea se recomienda usar un software de batimetría con el que se pueda acotar la representación de isobatas y así obtener conclusiones. La siguiente

ilustración muestra el mapa batimétrico con código de colores que representa las isobatas entre las cotas de 0-2400 metros de profundidad entre GC-TNF.

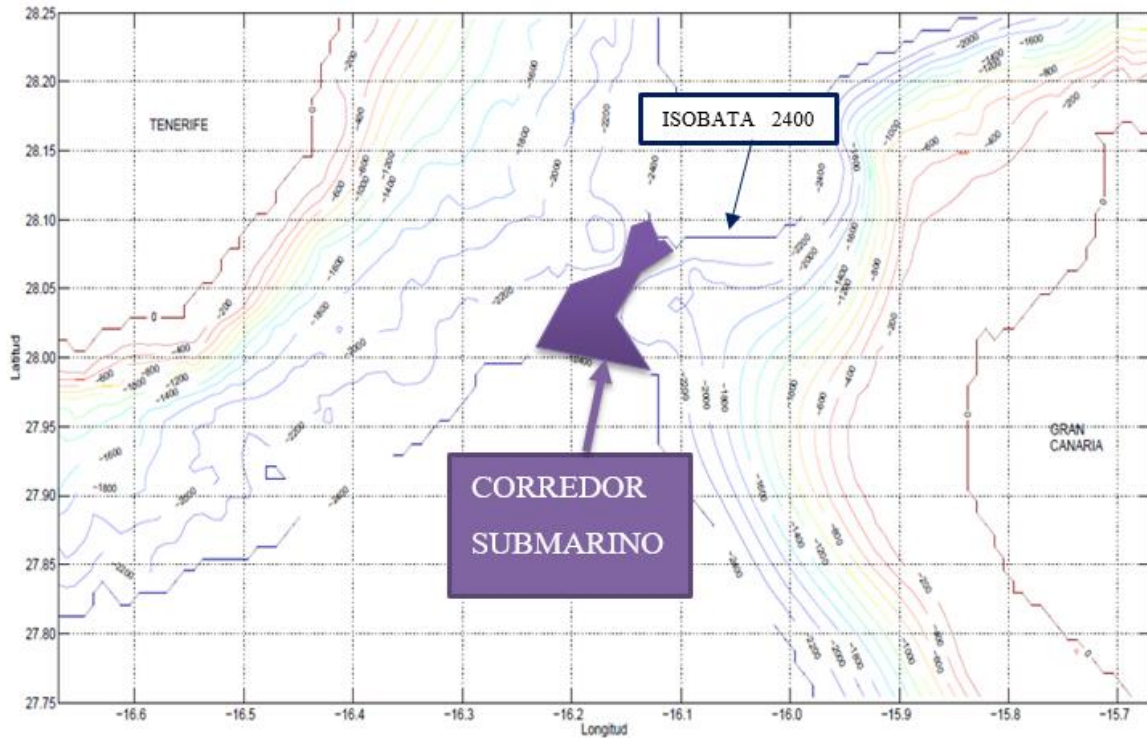


Ilustración 17 – Mapa batimétrico en 2D con discriminación de isobatas entre 0-2400 metros – [1]

Por inspección gráfica, se observa un corredor submarino entre GC-TNF a una distancia de 2200-2400 metros con respecto al nivel del mar. Este corredor, marcado como superficie de color morado, representa la máxima profundidad a la que se llegaría en la interconexión, en el caso de elegir una ruta que lo cruce. A los lados de este corredor, el terreno avanza hacia cotas inferiores, no deseadas.

El corredor supone un tramo crítico para la interconexión eléctrica, por lo que es conveniente analizar su estructura.



Ilustración 18 – Mapa batimétrico en 2D ampliado para el corredor submarino – [11]

Por la cantidad y concentración de las isobatas (50 metros/profundidad de diferencia entre línea y línea) dentro de la zona delimitada morada, el corredor se puede considerar plano en algunas zonas, con una pendiente aceptable en las restantes. Cercano al corredor, se ha señalado y enumerado un volcán submarino y dos montañas submarinas.

Estas montañas submarinas ascienden a los 1750 (1) y 1850 (2) metros de profundidad. La cima del volcán submarino de “Enmedio” alcanza los 1650 metros de profundidad, con su base a 2100 metros. Este volcán se encuentra inactivo, así que no supone un peligro para la interconexión. La diferencia de cota entre la profundidad media del corredor y de las montañas es de 500-550 metros aproximadamente, por lo que se deben evitar.

A continuación, se medirá la anchura de este corredor para tener información sobre el espacio disponible para la separación de los conductores. Se usará el visor web de Grafcan para medir la distancia:

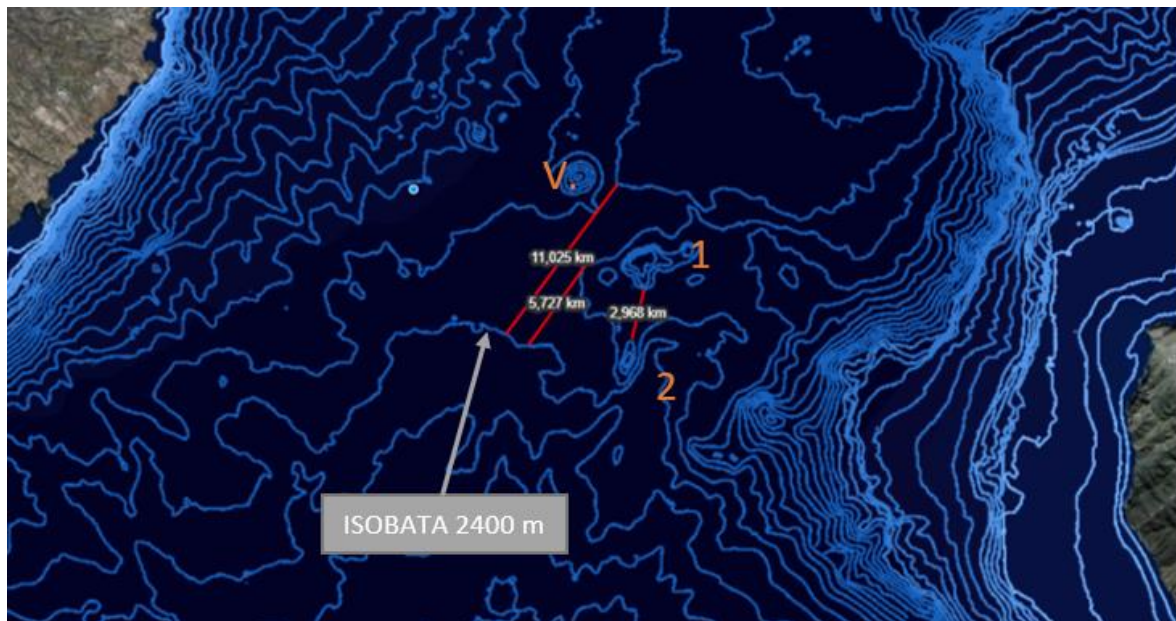


Ilustración 19 – Mapa batimétrico en 2D de las Islas Canarias – [4]

La garganta del corredor es de 11 km aproximadamente. De esa distancia, unos 5,7 km dejan a un lado el obstáculo de las montañas 1 y el volcán y existen 3 km entre las montañas 1 y 2. Esta distancia es más que suficiente porque los cables no se suelen separar entre sí más de 500 metros.

Por último, se evaluará el riesgo sísmico del tramo marino de interés. Según el Instituto Geográfico Nacional, existe un foco sísmico entre GC-TNF en el que se han producido múltiples terremotos a lo largo de este siglo. Suelen ser movimientos sísmicos de muy

pequeña (magnitud 2,5-3,5 en escala Richter) y pequeña (3,5-4,5) magnitud a unas profundidades de menos de 20 km de profundidad, superando algunos esa cota. Esto resulta peligroso para la interconexión si llega a aumentar a unas magnitudes de 6-6,5, pudiendo dañar el conductor. Aclarar que un nivel de magnitud de 4, causa daños casi despreciables a la estructura de la interconexión.

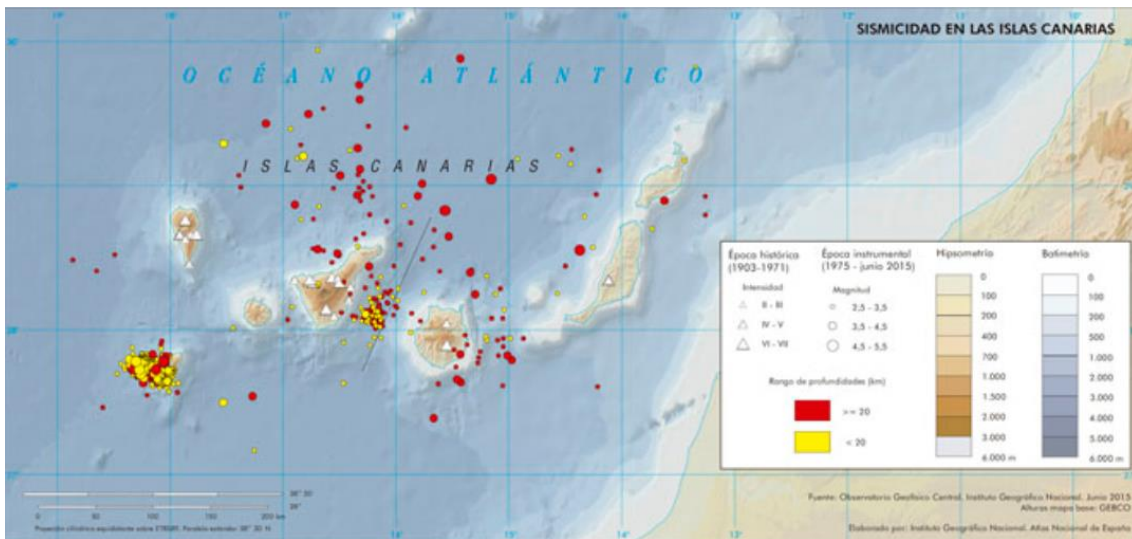


Ilustración 20 – Mapa de sismicidad de las Islas Canarias – [12]

Capítulo 5. ACTIVIDAD A2

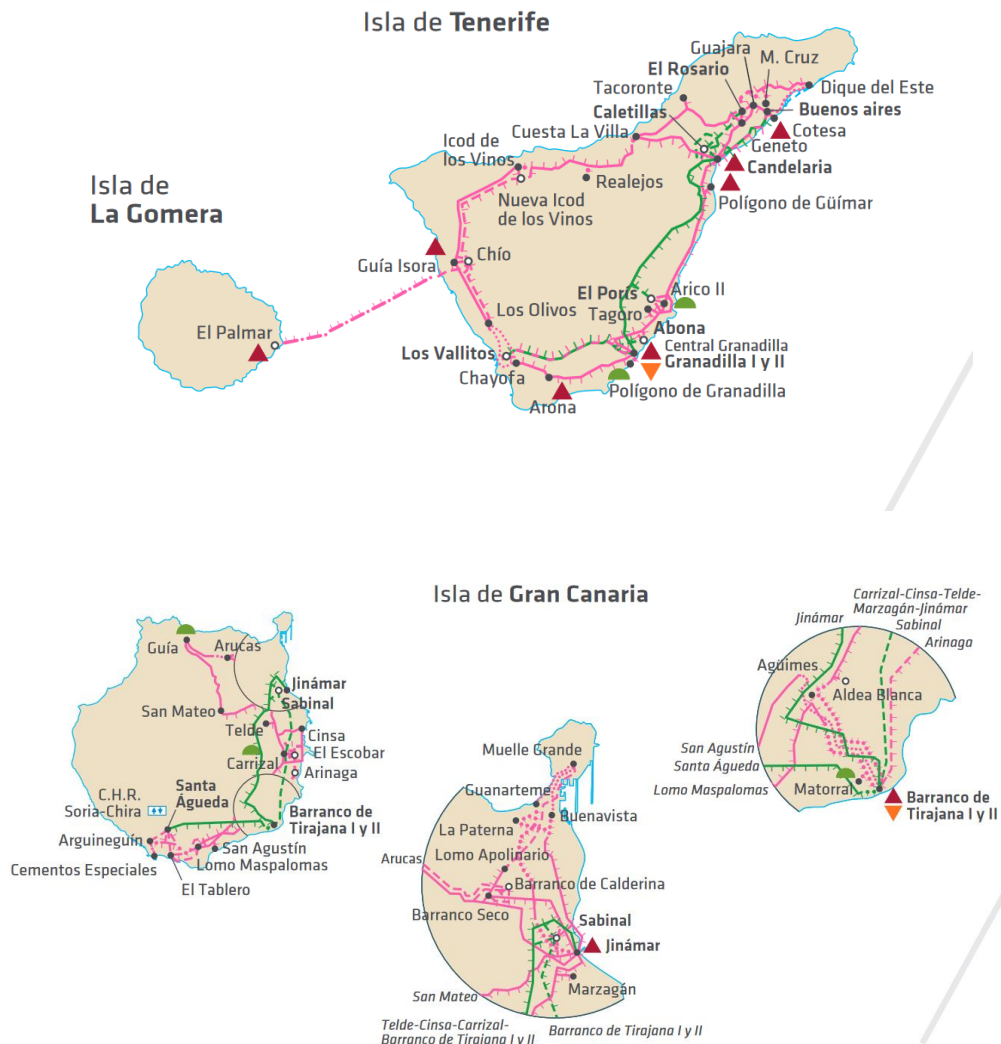
A2: SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES DE LA INTERCONEXIÓN Y TRAZADO DE LA RUTA DEL CABLE

Una vez que se conoce el medio marino, el siguiente paso a dar en el proyecto es elegir la ruta óptima por la que se tenderá el conductor. Esta ruta está sujeta a los emplazamientos de las subestaciones eléctricas de conexión, que dependen a su vez de sus características eléctricas y su posición dentro de los dos sistemas eléctricos insulares. Se presentará las diferentes alternativas y se elegirá la óptima, considerando factores técnicos, medioambientales y económicos.

5.1 BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE TENERIFE Y GRAN CANARIA

Los sistemas eléctricos de las dos islas son sistemas pequeños, poco mallados y similares en cuanto a su morfología debido a que los mayores núcleos poblacionales e industriales se encuentran entre el noreste y sur de las islas. El norte y oeste son zonas menos pobladas y, por tanto, con menos demanda eléctrica y menor desarrollo eléctrico. Es cierto, que, Tenerife cuenta con un cinturón de transporte eléctrico que conecta todas las poblaciones costeras, rodeando la isla, mientras que Gran Canaria no.

Las siguientes ilustraciones de REE muestran la red de transporte de TNF y GC, con sus niveles de tensión, sus subestaciones y principales centrales.



Instalaciones en servicio a 1 de enero de 2016 y en construcción o programadas

Líneas	Circuitos		Estado
	previstos	instalados	
En servicio	1	1	———
	2	1	-----
	2	2	
En construcción y programadas	1	1	-----
	2	1	-----
	2	2	

Subestaciones	
● En servicio	○ En construcción, programadas y planificación 2015-2020

Cable subterráneo / submarino	
En servicio	1 1 ●●●●●
	2 2 ●●●●●
En construcción y programadas	1 1 -----
	2 2 -----

Tensiones	
220 kV	66 kV
132-110 kV	<66 kV

Principales centrales		
En servicio	▲ Térmica clásica	▲ Eólica
	▲ Ciclo Combinado	▲ Hidroeléctrica
	▲ Hidroeléctrica	
En construcción y programadas	▲ Hidroeléctrica reversible	

Ilustración 21 – Mapa de los sistemas eléctricos de Gran Canaria y Tenerife – [13]

La máxima tensión en los sistemas de las dos islas es de 220 kV, que se utiliza en las líneas que conectan las grandes centrales mixtas con los mayores parques eólicos y solares entre sí. El resto del transporte se produce a 66 kV, que cuenta con un mallado mayor y alta densidad de subestaciones.

5.2 PROPUESTAS Y ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES DE INTERCONEXIÓN

El tramo submarino de la interconexión debe ser lo menos extenso posible para reducir costes en el conductor. Por este motivo, se debe aprovechar al máximo las subestaciones con las ubicaciones más próximas con respecto a la otra isla. En el caso de Tenerife, no habría problema con este aspecto, ya que su cara este tiene varios puntos de conexión factibles. En cambio, Gran Canaria no presenta candidatos óptimos en este sentido. Por ello, se va a llevar a cabo una discriminación entre subestaciones según su:

- Nivel de tensión y potencia aparente
- Posición dentro del sistema eléctrico
- Posición geográfica

Por otro lado, es muy común en los proyectos de interconexión eléctrica submarina, construir subestaciones de interconexión en emplazamientos estratégicos. En el caso de este proyecto, la interconexión eléctrica se realizará mediante la tecnología HVDC (High Voltage Direct Current) y se explicará el motivo de su uso en la actividad A3. Este tipo de enlace transporta la energía eléctrica en corriente continua para luego convertirla en la corriente alterna que circula en los sistemas eléctricos. Este proceso ocurre en las estaciones convertidoras, que, tomando como ejemplo la estación convertidora de Santa Ponsa del proyecto Rómulo, la superficie que se puede llegar a ocupar es de 25.000 metros cuadrados. Se tendrá que considerar este espacio para elegir el emplazamiento de la estación y su conexión con una subestación del sistema. La central deberá estar dimensionada correctamente para poder transferir el flujo de potencia que se estipule y reunir la aparatamenta necesaria para su

función. Para facilitar la elección del emplazamiento de la estación convertora, se buscará su cercanía física con las propuestas subestaciones eléctricas.

En el caso de Tenerife, se han elegido tres candidatos en la zona este de la isla, que son:

- Opción TNF1: C.T. Granadilla
- Opción TNF2: S.E. Abona
- Opción TNF3: C.T. Candelaria

Estas subestaciones operan en la red de transporte de 220 kV y son puntos fuertes eléctricamente dentro del sistema. Además, estos tres centros de transformación se encuentran relativamente cerca de la costa, por lo que favorecerá a que el emplazamiento de la estación convertora también lo esté y que el tramo terrestre de la interconexión sea menor. El conductor de la interconexión puede llegar a salir de la estación hacia el mar soterrado a unos 20 metros de profundidad, con el motivo de tener el menor impacto en la vida de los habitantes de la zona y la fauna marina y terrestre. Es por ello, que es necesario estudiar los accesos al mar para desempeñar los trabajos constructivos correspondientes.

La Ilustración 22 captura el mapa de la red de la zona sureste de Tenerife, donde se encuentran la S.E. Polígono de Granadilla, la S.E. Abona (TNF2) y C.T. Granadilla (TNF1), cerca de la zona turística de la isla.



Ilustración 22 – Mapa del sistema eléctrico de Tenerife ampliado – [14]



Ilustración 23 – Central de Granadilla y S.E. Abona – [6]

La subestación de la Central de Granadilla cuenta con dos transformadores de 125MVA 220/66/20 kV que inyectan a la red la energía generada por sus grupos. Este ‘bus’ simboliza el nudo más rígido del sistema de Tenerife al ser la Central de Granadilla la mayor y más importante central de la isla. La primera propuesta sería establecer como subestación para la interconexión al C.T. Granadilla.



Ilustración 24 – Central de Granadilla - [6]

Se puede utilizar la subestación de la central, realizando la ampliación correspondiente, para poder conectarse con la estación convertidora, denominada E.C. Granadilla. La estación convertidora se emplazaría a un terreno de la central que se muestra en la siguiente figura:



Ilustración 25 – Central de Granadilla y E.C. Granadilla – [6]



Ilustración 26 – Central de Granadilla y E.C. Granadilla en 3D – [6]

El área disponible para la E.C. es de más de 13 km², la pendiente del terreno es asimilable y su distancia al mar es de aproximadamente 250 metros.

Las ventajas de adoptar esta propuesta son:

- Fácil y cercano acceso al mar
- Infraestructura de la subestación de la central consolidada
- Nudo importante para el sistema eléctrico de Tenerife
- Conexión inmediata a 220 kV con la central con motivos de operación de la interconexión
- El tránsito marítimo no se ve afectado (no estorba al Puerto de Granadilla)

La única desventaja que se plantea es el acuerdo al que se debería llegar con Endesa ya que es propietaria de este mencionado terreno.

La S.E. Polígono de Granadilla y la S.E. Abona se encuentran muy próximas entre sí. Estos centros de transformación se encargan de abastecer eléctricamente al polígono industrial que se encuentra cercano a 66 kV e integrar a la red de Tenerife un parque eólico a 220 kV,

respectivamente. La S.E. Polígono de Granadilla se descarta frente a la S.E. Abona por ya contar con la configuración y aparamenta para trabajar a 220 kV. Se ha propuesto un emplazamiento de la E.C. Abona (TNF2) próximo a esta subestación como alternativa a la E.C. Granadilla, en caso de no ser viable por motivos externos.



Ilustración 27 – S.E. Abona y E.C. Abona – [6]

La parcela que se propone es un terreno sin ningún tipo de edificación, infraestructura ni limitaciones medioambientales o turísticas, que se encuentra listo para su explotación.

Sus ventajas son:

- Cercano y fácil acceso al mar
- Espacio amplio disponible para la construcción de la C.E. Abona
- Conectado a la red de 220 kV por medio de S.E. Abona
- Espacio disponible para ampliación de la S.E. Abona en caso que sea necesario.

Los impedimentos que se presentan son:

- Influye con el tráfico marítimo del Puerto de Granadilla

La Ilustración 28 captura el mapa de la red de la zona noreste de Tenerife, donde se encuentra el centro de transformación de la C.T. Candelaria (TNF3).



Ilustración 28 – Mapa del sistema eléctrico de Tenerife ampliado – [14]

La subestación de la Central de Candelaria posee, dos transformadores de 125 MVA 220/66 kV y se encuentra a las puertas de la capital tinerfeña, Santa Cruz de Tenerife. Esta central térmica es la segunda más importante de la isla con una potencia de 179 MW.



Ilustración 29 – Central de Candelaria – [6]



Ilustración 30 – Central de Candelaria en 3D – [6]

El terreno que rodea a esta central térmica es escarpado y no cuenta con un espacio suficientemente amplio como para poder asentar la central convertora. Habría que realizar

una gran obra constructiva para preparar el terreno. Por este motivo, se descarta la Opción TNF3.

La configuración que se utilizará para este proyecto será la Opción TNF1 sobre la TNF2, porque a pesar de tener un mejor acceso al mar la TNF2 y disponer de mayor espacio para la estación conversora, la TNF1 se encuentra conectada a un nudo de la red de Tenerife mejor conectado y con mayor relevancia.

Para Gran Canaria, se escogen otros tres candidatos repartidos entre el norte y suroeste. Mencionar que la situación ideal sería contar con subestaciones ubicadas al oeste de la isla, bien interconectadas al sistema eléctrico grancanario, pero al no darse el caso, se proponen las siguientes:

- Opción GC1: S.E. Guía
- Opción GC2: S.E. Arguineguín
- Opción GC3: S.E. Santa Águeda



Ilustración 31 – Mapa del sistema eléctrico de Gran Canaria ampliado – [14]

La subestación de Guía se encarga de interconectar el parque eólico del norte de la isla a la red a 66 kV y se encuentra geográfica y eléctricamente lejos de la red de mayor tensión que

comienza en la capital de Las Palmas de Gran Canaria. Debido a que no se espera en un futuro cercano una obra de ampliación de la red de 220 kV en el norte de la isla, se descarta la Opción GC1. Sería ineficiente, en el caso de realizar la interconexión eléctrica a 220 kV, bajar el nivel de tensión a 66 kV para después volverlo a subir a un nivel superior.



Ilustración 32 – Mapa del sistema eléctrico de Gran Canaria ampliado – [14]

La subestación de Arguineguín es el centro de transformación más occidental del sur de la isla y opera en la red de 66 kV. Se descartará la Opción GC2 debido a que sus instalaciones se encuentran confinadas por una amplia zona urbanizada que la separa de la costa y, además, no está preparada para interconectar el enlace a niveles superiores de tensión.

La línea de 220 kV de la parte sur de la isla de Gran Canaria ve su fin en la subestación de Santa Águeda, un centro de transformación GIS que cuenta con dos transformadores de 125 MVA 220/66 kV y conectará la futura central hidroeléctrica reversible de Chira-Soria con el resto del sistema eléctrico. Una estación convertidora conectada a esta subestación supone un gran punto de interconexión desde el punto de vista eléctrico. Las complicaciones que presenta la zona donde se encuentra esta subestación es el alto grado de desarrollo urbano en la zona costera y el relieve terrestre irregular.



Ilustración 33 – S.E. Santa Águeda y E.C. El Llanillo – [6]

La Opción GC3 consiste en construir una estación convertidora en una parcela sin explotar en El Llanillo, a 500 metros de la costa. De los emplazamientos cercanos a la S.E. Santa Águeda, este puede ser el más viable técnica y econonómicamente, debido a que se evita zonas urbanas y turísticas, zonas de cultivos o cruces con autopistas. El terreno se caracteriza por su amplitud, planitud y su ligera pendiente. Existen unos pequeños yacimientos aborígenes próximos al mar, marcados en la Ilustración 33 que se pueden evitar si la arribada se separa lo suficiente, dentro del margen del que se dispone. La E.C. El Llanillo se podrá conectar con la S.E. Santa Águeda para enlazarse con la red de 220 kV. El tipo de conexión entre estaciones se recomienda que sea por medio de una línea aérea ya que hay que superar una montaña de 140 metros de altura entre los dos nudos. Se aceptará esta alternativa

(Opción GC3) para la interconexión eléctrica submarina, debido a que es la óptima desde el punto de vista técnico y económico para la terminal de Gran Canaria.

5.3 RUTAS SUBMARINAS

Una vez elegidos los emplazamientos de las estaciones conversoras y sus respectivas subestaciones de conexión, se puede definir detalladamente la ruta completa que recorrerá el conductor por el lecho marino. En este subapartado se busca la ruta óptima, que consiste en un trayecto que comprenda la mejor relación entre los siguientes aspectos:

- Zonas de menor profundidad posible: a mayor profundidad marina, mayor presión. A cada 10 metros de profundidad, la presión aumenta una atmósfera. Las elevadas presiones tienen un efecto sobre el conductor, que tiene que estar diseñado para soportarlas y sobre el proceso del tendido del cable, en el que los barcos cableros deben aguantar un peso mayor del conductor. Mencionar que, a ciertas profundidades las presiones son inadmisibles para los buzos y se requiere el uso de drones submarinos que participan en la instalación del cable, al igual, que en la monitorización del proceso.
- Mejor estructura y relieve del fondo: para facilitar la operación de tendido se recomienda evitar superficies irregulares como cordilleras, montañas submarinas y fosas. El conductor experimenta sobreesfuerzos mecánicos durante este proceso y durante su vida útil que se deben minimizar.
- Tramos de menor longitud posible entre las islas: cada kilómetro de cable que se use implica una cantidad de dinero considerable, por lo que se debe optimizar.

Otros parámetros físicos del medio marino a considerar en el trazado de la interconexión son:

- Densidad del agua de mar: 1000 kg/m^3 de valor medio. La densidad del agua de mar aumenta proporcionalmente con la profundidad y, por tanto, según la disminución de temperatura. La salinidad es inversamente proporcional a la densidad. Se considera para el diseño de los materiales del conductor.
- Temperatura del agua según la profundidad: a mayores profundidades, menor temperatura. Se estudia para el diseño del límite de corriente que puede circular por el conductor en tramos marinos.
- Periodos y altura de las olas en alta mar: Interesa tener este aspecto en cuenta en la operación del tendido del cable. En Canarias, los periodos oscilan entre 3 y 5 segundos con alturas de entre 2 y 5 metros.

- Corrientes marinas.

Estos parámetros no son primordiales para el diseño y se van a suponer no influyentes en este subapartado.

La ruta que se ha propuesto, considerando los aspectos mencionados anteriormente, es la siguiente:

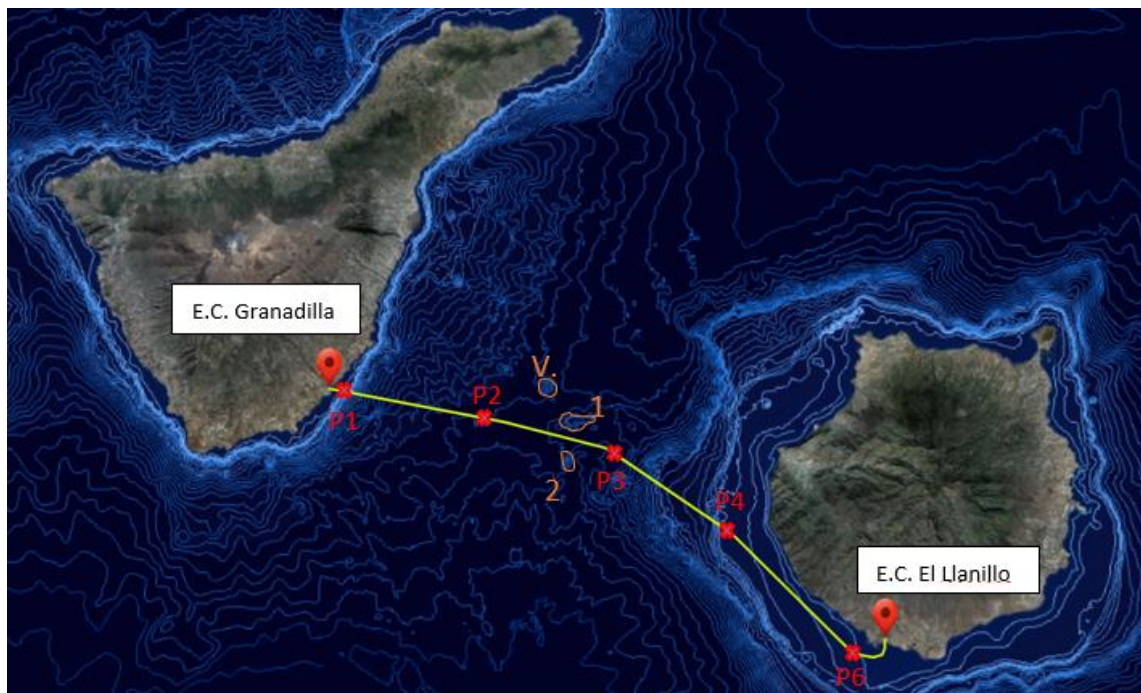


Ilustración 34 – Trazado de la interconexión y estaciones conversoras – [4]

Esta ruta llamada TNF-GC, comprende la mejor relación entre profundidad, relieve y longitud, considerando las ubicaciones de los terminales de interconexión seleccionados en el anterior subapartado. La interconexión parte de E.C. Granadilla y se sumerge hasta los 2000 metros en sus primeros 20 kilómetros. A continuación, aprovecha el paso que le abre el corredor submarino a 2200 metros y atraviesa las montañas submarinas. En su última etapa asciende hasta la plataforma insular de Gran Canaria, de la que aprovecha su poca profundidad y llega a la E.C. El Llanillo tomando una trayectoria curva al entrar a costa para no interferir con el flujo marítimo de la cementera que se encuentra próxima. Se ha dividido la ruta en seis tramos diferentes, los cuales se van a analizar según sus puntos límites:

- Tramo E.C. Granadilla-P1: Tramo de salida de la costa, o arribada, por la plataforma insular de Tenerife de los 25 hasta los 100 metros de profundidad. Longitud de cable: 1502 m
- Tramo P1-P2: Gran acantilado submarino en el lado de Tenerife entre 100 y 2000 metros. Longitud de cable: 21185 m
- Tramo P2-P3: Paso por corredor entre las montañas submarinas 1 y 2 a profundidad máxima de 2250 metros. Longitud de cable: 19007 m
- Tramo P3-P4: Gran acantilado submarino en el lado de Gran Canaria hasta los 120 metros. Longitud de cable: 19493 m
- Tramo P4-P5: Plataforma insular de Gran Canaria hasta los 25 metros de profundidad. Longitud de cable: 27700 m
- Tramo P5-E.C. El Llanito: Arribada a 25 metros de profundidad en el lado de Gran Canaria. Longitud: 7800 m

El perfil de la interconexión se observa en la siguiente ilustración:

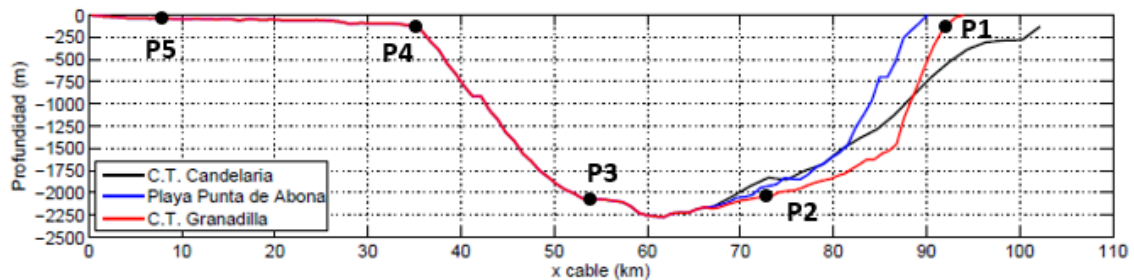


Ilustración 35 – Perfil de profundidad de la interconexión – [1]

Los datos destacables de la interconexión son:

- Longitud terrestre Tenerife: 250 m
- Longitud terrestre Gran Canaria: 500 m
- Longitud tramo marino: 96687 m
- Longitud total: 97437 m
- Profundidad máxima: 2250 m
- Pendiente máxima: 85%

Capítulo 6. ACTIVIDAD A3

A3: DIMENSIONAMIENTO DE LA INTERCONEXIÓN Y ESTUDIO TÉCNICO DEL CONDUCTOR SUBMARINO

Para dimensionar la interconexión eléctrica, se debe analizar las necesidades eléctricas, al igual que, el modelo energético de las dos islas en el presente como en un escenario futuro. Además, se explicará el motivo por el que se ha decidido implantar para este enlace un sistema ‘HVDC-VSC’ sobre otras tecnologías. Por último, se elegirá el tipo de cable que se usará y las correspondientes estaciones convertoras.

6.1 MODELO ENERGÉTICO DE TENERIFE Y GRAN CANARIA

Actualmente, la energía eléctrica que se consume en estas islas proviene mayoritariamente de fuentes de generación convencionales, que dependen de la importación de hidrocarburos. El ciclo combinado se encarga de generar aproximadamente el 40% de la energía, acompañado del 20% proveniente de los motores diésel, 14% turbinas de vapor y 3% turbinas de gas. Esto significa que aproximadamente el 20% de la generación es renovable, repartida entre un 17% de eólica terrestre y un 3% de solar fotovoltaica. Este porcentaje debe aumentarse, ya que es muy inferior al de la media nacional, que se encuentra en casi un 60% de la generación. Canarias, en particular las islas de Gran Canaria y Tenerife, tienen un gran potencial renovable, tanto eólico como solar, suficiente como para abastecer la gran parte de la demanda anual. Sin embargo, no se podría conseguir un modelo en el que se extinga la generación convencional y se dependa únicamente de la renovable, debido a que la intermitencia natural del viento o el sol pone en peligro la estabilidad del sistema eléctrico. Se pretende conseguir un modelo energético, en el que, por una parte, se masifica la producción por medio de las fuentes de energía renovable para aportar el suministro a los diferentes sectores y por otra, se utiliza las centrales térmicas o sistemas de almacenamiento de energía para controlar y regular la estabilidad de la red. Se está avanzando con paso firme

hacia este objetivo, que lo demuestra el 15,2% de aumento de generación renovable y la puesta en servicio de los 79 MW eólicos-solares entre 2020-2021. Para perseguir los objetivos de reducir en un 23% las emisiones de GEI que propone el PNIEC y las directivas europeas para el horizonte 2030, se planea llevar a cabo proyectos de construcción de parques eólicos off-shore y centrales hidroeléctricas en Gran Canaria, por ejemplo, paralelamente al refuerzo de la estructura de la red por medio de interconexiones con otras islas. Los proyectos relacionados con el hidrógeno verde se encuentran todavía en fases prematuras. Según estudio de la planificación de la red de transporte que REE ejecutará en los próximos años, se estima que en el año 2026 la potencia instalada total renovable se igualará a de la convencional en estas dos islas, no obstante, el 54% de la energía consumida seguirá proviniendo de centrales convencionales, por lo que será importante considerarlas en este proyecto.

La potencia instalada de cada una de las islas es de 1.539 MW en Gran Canaria y 1.789 MW en Tenerife. Debido a la electrificación del transporte y otros sectores, al igual que el aumento de la población e industrialización en el archipiélago, se puede prever un aumento de esta potencia instalada para 2030 de entre el 10-15%. La eficiencia energética de la tecnología que se está desarrollando puede disminuir este aumento en un 4-5%.

La demanda en las dos islas suele ser similar, aunque ligeramente superior en Tenerife, con un valor medio de 350-400 MW, picos de 450-500 MW y valles de 275 MW, según la época del año. Un ejemplo de curva de demanda diaria en Gran Canaria:

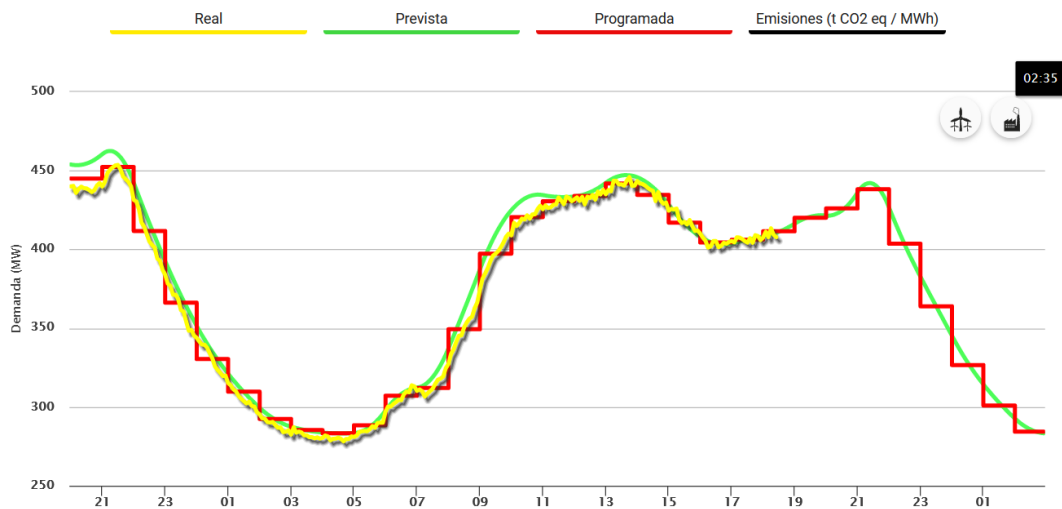


Ilustración 36 – Curva de demanda de Gran Canaria – [15]

6.2 DIMENSIONAMIENTO DE LA INTERCONEXIÓN

Existen diferentes criterios a considerar a la hora de dimensionar una interconexión eléctrica. El propósito del enlace eléctrico también juega un gran papel en la asignación de la potencia a transferir, por ejemplo, si simplemente se quiere reducir las reservas de un sistema o inyectar permanentemente un flujo de potencia a un cierto sistema. Por otra parte, la capacidad de las interconexiones se ve limitada por ciertos factores que afectan directamente a la estabilidad del sistema y debe ser estudiado.

Entre estos criterios a seguir, se tiene:

- Criterio de potencia de interconexión entre países (Consejo Europeo de Barcelona 2022), que consiste en, como estado miembro de la UE, poseer un nivel de interconexión de al menos el 10% de su capacidad de generación instalada.
- Criterio basado en reservas de potencia de REE, que establece que se puede asignar a la interconexión una potencia que cubra la reserva secundaria a subir del mayor generador en uso para el sistema más débil.
- Criterio económico, para el cual un aumento de energía transferida no implica un aumento optimizado de los beneficios.

Los principales límites de potencia transportable son:

- Límite por estabilidad, para el cual existe una potencia máxima transportable que, si se supera, podría poner en peligro el sincronismo de los dos sistemas. Acercarse a este límite no es deseable ni beneficioso.
- Límite por seguridad, para el cual el sistema debe recuperar un cierto estado de operación después de posibles contingencias.
- Límite térmico, que depende de las capacidades térmicas de los elementos de las redes adyacentes y de la propia interconexión.

Al tratarse de una interconexión entre dos sistemas pequeños de tamaño similar, se podría calcular el valor de la potencia mediante el método común ATC (Available Transmission Capacity) o NTC (Net Transfer Capacity), que es la cantidad de potencia máxima que puede ser intercambiada entre dos zonas adyacentes, respetando los límites de seguridad y considerando las incertidumbres técnicas y de demanda. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$NTC = TTC - TRM$$

Donde TTC es la capacidad total de intercambio (o Total Transfer Capacity en inglés) y su cálculo se realiza mediante simulaciones dentro de un escenario concreto en un sistema dado. Para su cálculo se consideran las siguientes condiciones:

- Para el escenario dado, los elementos de la red operan en condiciones normales y las tensiones se encuentran dentro de sus límites permitidos.
- El sistema está diseñado con criterio N-X, en el que, si fallan x elementos, el sistema es capaz de seguir operando de forma estable.

El valor de TTC se obtiene en función de suposiciones y está sujeto a errores. El TRM sirve para compensar esa variabilidad. Debido a que para este cálculo se precisa de simulaciones concretas, basadas en suposiciones con altos porcentajes de error, se diseñará la capacidad de potencia en base a un escenario crítico.

Esta interconexión, entre otras funciones, se plantea para combatir contingencias entre sistemas, apoyándose mutuamente. Ejemplo de ello es los dos apagones generales en Tenerife durante el año 2019. Una de las situaciones más críticas que se puede dar para los sistemas de Gran Canaria y Tenerife es la pérdida de su mayor grupo generador. Tanto la Central de Granadilla como la Central de Barranco de Tirajana, poseen los grupos más

potentes de los sistemas de las dos islas, que son generadores de 235,9 MW de ciclo combinado. Una cifra razonable y conservadora para la interconexión sería aproximadamente la mitad de la potencia de este generador, es decir, 100-120 MW. Las posibilidades de que se dé esta situación es muy pequeña, pero lo que se pretende mediante esta potencia es combatir una pérdida de grupos menores, como también suplir una parte de la demanda de alguna de las dos islas por excedentes de generación renovable y reducir las reservas de las centrales.

6.3 TIPO DE ENLACE

Antes de proceder con el diseño de los parámetros restantes se debe seleccionar el tipo de tecnología a emplear en la interconexión. Actualmente existen dos formas de transportar la energía eléctrica, por medio de corriente alterna o continua. La tecnología HVAC (High Voltage Alternating Current) fue la primera en ser implementada en los sistemas de transporte terrestre y en interconexiones subterráneas y submarinas. Posteriormente, se desarrolló la tecnología HVDC (High Voltage Direct Current) como alternativa al transporte en alterna y se descubrió que poseía atributos y beneficios únicos. Dentro del mundo de los HVDC, existe hasta la fecha tres principales tipos:

- HVDC-LCC (Line Commutated Conversion) - CSC (Current Source Conversion)
- HVDC-VSC (Voltage Source Conversion) - PWM (Pulse Width Modulation)
- HVDC-VSC – MMC (Modular Multilevel Converters)

Para saber qué tipo de tecnología es la adecuada para un proyecto de interconexión concreto, el primer parámetro que se debe considerar es la longitud del conductor. El transporte en corriente alterna, es la opción por defecto y se caracteriza por su bajo coste de aparamenta estandarizada y su sencillez de operación, pero también por sus grandes pérdidas en largas distancias y su alto coste de material por la necesidad de tres conductores. Las pérdidas en los cables no corresponden sólo a las intrínsecas, sino también a las de inducción de corrientes en la cubierta y pantalla del cable, conductancia por pérdida de aislamiento y corrientes parásitas e histéresis. En otras palabras, existen pérdidas inductivas que deben ser compensadas. El coste normalizado de esta compensación es de 15 kEUR/MVAR y el coste

normalizado de estos conductores es de entre 2000-5000 kEUR/km. Por otro lado, la capacidad de transporte de potencia activa disminuye drásticamente con la distancia para elevadas tensiones, limitando así el dimensionamiento.

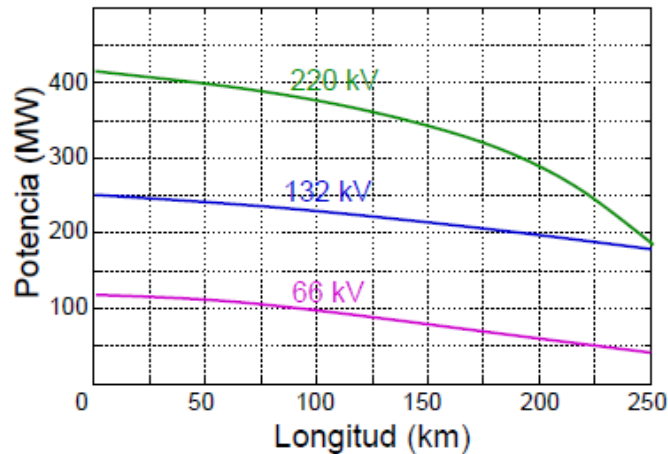


Ilustración 37 – Diagrama de potencia transferible según la distancia por la tecnología HVAC – [1]

La longitud límite que rige la opción más económica se le conoce como longitud crítica y esta varía según se trate de un proyecto de interconexión aéreo, subterráneo o submarino. La siguiente figura muestra las curvas de costes de las dos tecnologías en base a la longitud de la interconexión:

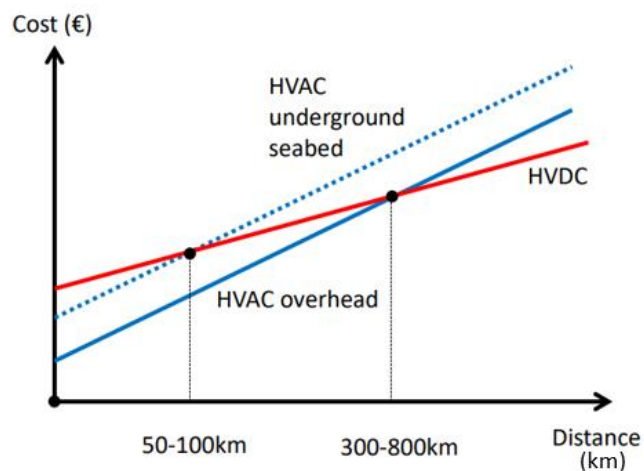


Ilustración 38 – Diagrama de coste según la distancia por las tecnologías HVAC y HVDC – [16]

El punto de corte entre las curvas representa las longitudes críticas. Se aprecia como la longitud crítica para una interconexión submarina varía entre 50-100 km y esta interconexión tiene aproximadamente 100 km, por lo que se debe contemplar el uso de HVDC.

Ante el problema que presenta la corriente alterna sobre las pérdidas, surge el transporte en corriente continua, que resulta más económico para enlaces de grandes longitudes, debido a que su potencia transportable no se ve afectada con la distancia como se ilustra en la Figura 39. Mencionar que los sistemas HVDC, también permiten interconectar sistemas asíncronos, que trabajan a frecuencias diferentes, como el ejemplo de Brasil (60 Hz) con Bolivia (50 Hz).

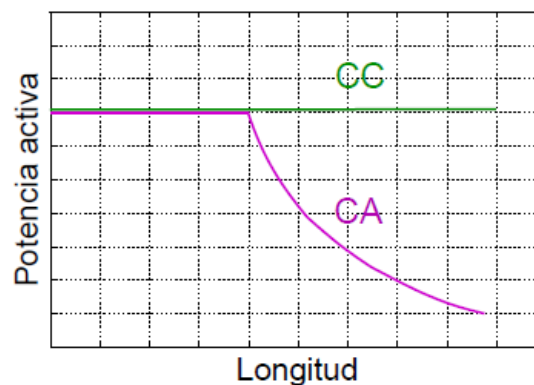


Ilustración 39 – Diagrama de potencia activa según la distancia por las tecnologías HVAC y HVDC
– [1]

Esta tecnología cuenta con estaciones de conversión en sus extremos que convierten la corriente alterna en continua y viceversa. El esquema es el siguiente:

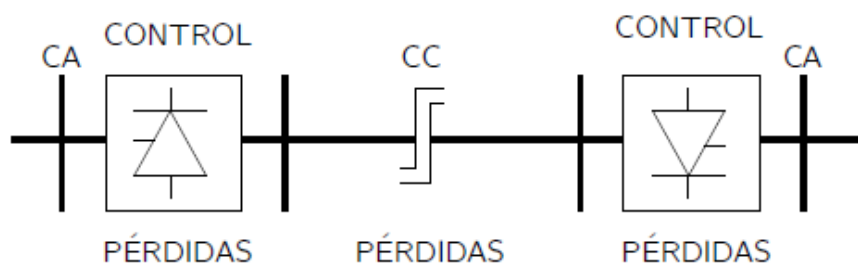


Ilustración 40 – Esquema de la tecnología HVDC – [1]

La forma de realizar esta conversión entre corrientes dentro de las estaciones definirá el tipo de HVDC que se implementa. El más antiguo es el tipo HVDC-LCC-CSC, también conocido como HVDC convencional. Usa puentes de Graetz con tiristores y opera en dos cuadrantes consumiendo reactiva en todo momento. La intensidad es unidireccional, por lo que, para invertir el flujo de potencia activa, se debe invertir la polaridad. Estas inversiones y variaciones se pagan con un gran consumo de potencia reactiva, entre un 50% y 60% de la potencia activa, que produce fluctuaciones de tensiones. Para que se mantenga la estabilidad en los sistemas, esta tecnología precisa de una mínima potencia de cortocircuito en los nudos en los que se conecta. La relación entre la potencia de cortocircuito y la potencia nominal del convertidor debe ser mayor de dos. El coste medio de una terminal CSC varía entre 75 y 110 kEUR/MW. A pesar de presentar tantos impedimentos, este sistema es fiable y eficaz y se ha usado en múltiples interconexiones en todo el mundo.

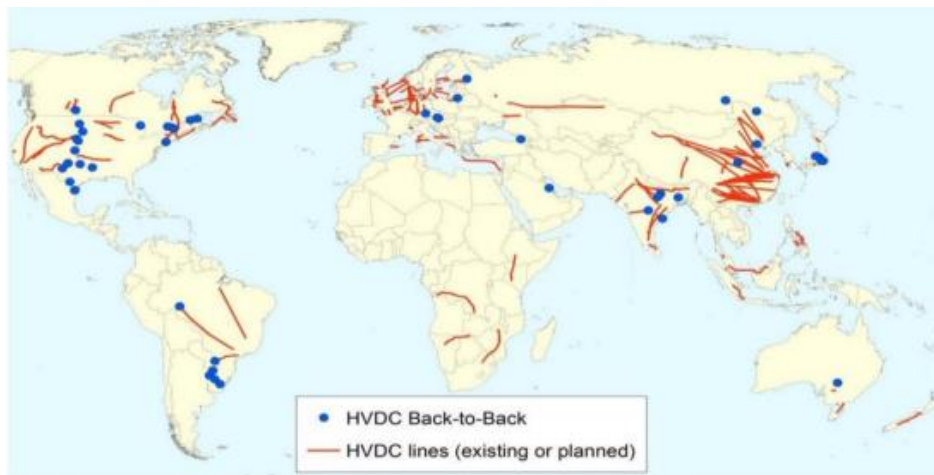


Ilustración 41 – Mapa de interconexiones eléctricas en HVDC en el mundo – [16]

La tecnología HVDC-VSC mejora el transporte en corriente continua, permitiendo operar en los cuatro cuadrantes, sin necesidad de depender de la potencia de cortocircuito del sistema al que se conecta. Esto permite interconectar sistemas pequeños, incluso después de haber sufrido un cero energético. El sistema VSC funciona mediante transistores IGBT y tiristores GTO que pueden ser controlados para generar o consumir reactiva sin dependencia de la potencia activa. Estos transistores tienen un factor de pérdidas bajo y necesitan menores tensiones de encendido que en la tecnología CSC. Por otro lado, el control PWM actúa de

filtro de armónicos, por lo que los filtros que se necesitan añadir son menores que los del HVDC convencional. El coste normalizado de una estación VSC es de 60-125 kEUR/MW. Dentro de los sistemas VSC, se usará PWM sobre MMC, por la mayor fiabilidad y robustez que presenta.

Existen diferentes configuraciones para los enlaces HVDC, que son:

- Enlace monopolar: un conductor de polaridad negativa con retorno de tierra, agua o metálico. Son los más económicos.
- Enlace bipolar: dos conductores con polaridad positiva y negativa, con convertidores en las dos terminales conectadas en serie. No se necesita retorno en escenario de operación normal, pero en caso de aislar uno de los dos conductores el retorno se usa como cable de reserva y puede ser por tierra, agua o metálico.
- Enlace homopolar: dos o más conductores con misma polaridad. Siempre se cuenta con el retorno.
- Enlace Back-to-Back: sin conductores de transporte, consiste en una estación de conversión que sirve para conectar sistemas asíncronos.
- Enlace multiterminal: cuando la interconexión se conecta a más de dos puntos de corriente alterna de la red.

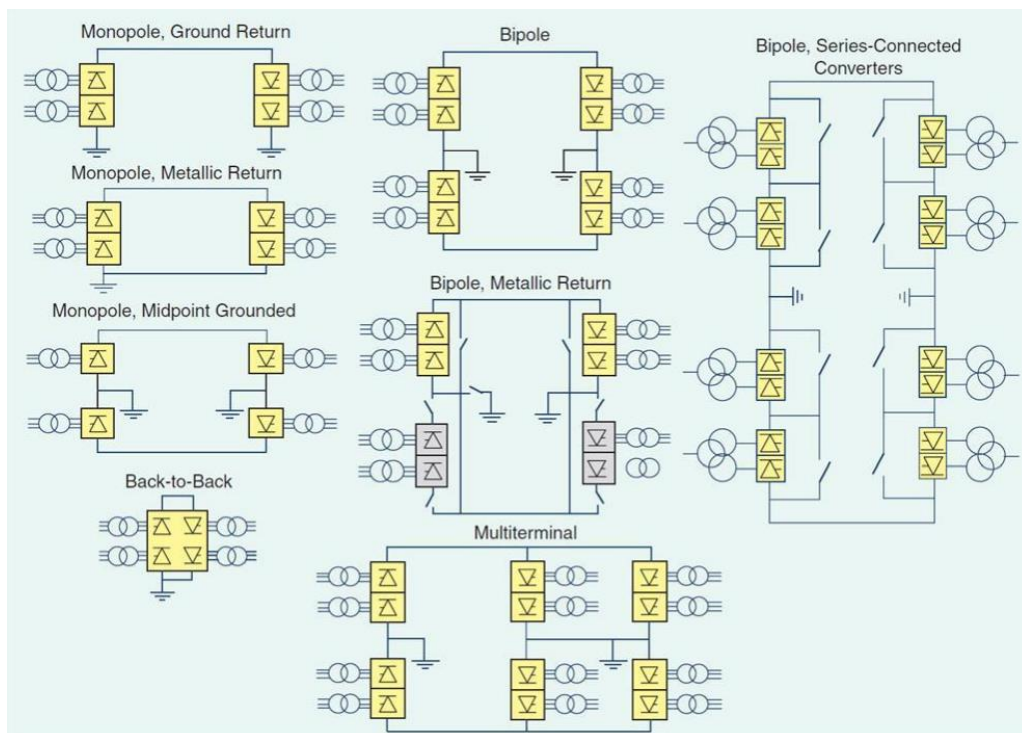


Ilustración 42 – Distintas configuraciones de HVDC – [16]

La configuración adecuada para esta interconexión es la bipolar con retorno metálico, ya que sólo se conectará el enlace a dos nudos de corriente alterna de los respectivos sistemas y además se necesita la fiabilidad y seguridad de que, si falla un conductor y se aísla, se pueda seguir transmitiendo la mitad de la potencia de interconexión por medio del conductor sano. En cuanto a la tecnología a usar, se prefiere la HVDC-VSC-PWM sobre la convencional por todas las ventajas presentadas y las menores pérdidas. En resumidas cuentas, la interconexión eléctrica de este proyecto será HVDC-VSC-PWM con configuración bipolar con retorno metálico.

6.4 ESTUDIO DEL CABLE Y DE LA ESTACIÓN DE CONVERSIÓN

Existen múltiples tipos de cable eléctrico submarino, con diferentes estructuras internas, aislamientos y armaduras con su función concreta según la aplicación. En esta sección del proyecto, se diseñará el tipo de cable que se usará, sin detenerse en explicar la variedad de opciones que se encuentran en el mercado.

El conductor de estos cables suele ser de cobre o aluminio, siendo el cobre menos económico, pero mejor conductor, con una mayor resistencia mecánica. El cable tendrá que soportar el tendido a 2300 metros y con elevadas pendientes en ciertos tramos, por lo que los esfuerzos mecánicos serán elevados. Por ello, se optará por el cobre.

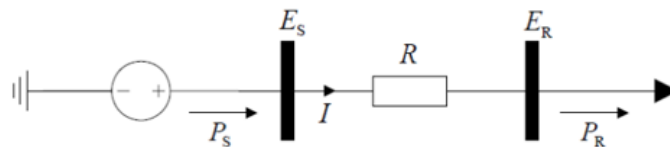
Los aislamientos del cable definen ciertas prestaciones eléctricas del mismo. El material que se usará es el XLPE (Cross Linked Polyethylene), que presenta una gran robustez, alta resistencia dieléctrica y de aislamiento y excelente capacidad térmica. Por otro lado, es ideal para ambientes submarinos, ya que sus características no varían con altas presiones, como las que se dan a grandes profundidades.



Ilustración 43 – Cable unipolar XLPE – [17]

Para enlaces en corriente continua es común emplear una configuración unipolar para el cable, como en la de la Ilustración 43. También se pueden dar configuraciones bipolares, pero la forma que adopta el cable es ovalada y supone una complicación para la operación de tendido.

Queda pendiente en este apartado la elección de nivel de tensión a la que el cable operará. Realmente, el nivel de tensión al que se trabaje, afecta principalmente sobre las pérdidas del cable siguiendo la relación:



$$P_S = E_S I$$

$$P_R = E_R I$$

$$P_{\text{loss}} = P_S - P_R = (E_S - E_R) I = RI^2$$

Ilustración 44 – Esquema HVDC y fórmula de pérdidas – [16]

La intensidad que circula por la interconexión depende del cociente entre la potencia transferida y el nivel de tensión. A mayor nivel de tensión, para la misma potencia, la intensidad será menor y por tanto las pérdidas. Asimismo, la sección del conductor podrá ser menor y se ahorrará cobre. Es por ello, que se recomienda que, para la potencia deseada, se trabaje a máximos niveles de tensión posible. Sin embargo, existen factores técnicos y económicos que limitan el nivel de tensión:

- Pérdidas inductivas en estaciones convertoras: Las pérdidas inductivas en los IGBT y GTO de las estaciones son proporcionales a la tensión.
- Mayor tamaño del aislamiento: A mayores tensiones, la sección del aislante de los cables debe ser mayor, por lo que se necesita más cantidad de material, que resulta en un mayor coste económico.
- Mayor peso del cable: Al aumentar el grosor de la sección aislante, aumenta el peso del cable y se añade dificultad al tendido del mismo.

Por otro lado, el coste de inversión del cable por unidad de longitud frente a la potencia nominal de la interconexión para diferentes niveles de tensión se distribuye según la gráfica de la Ilustración 45:

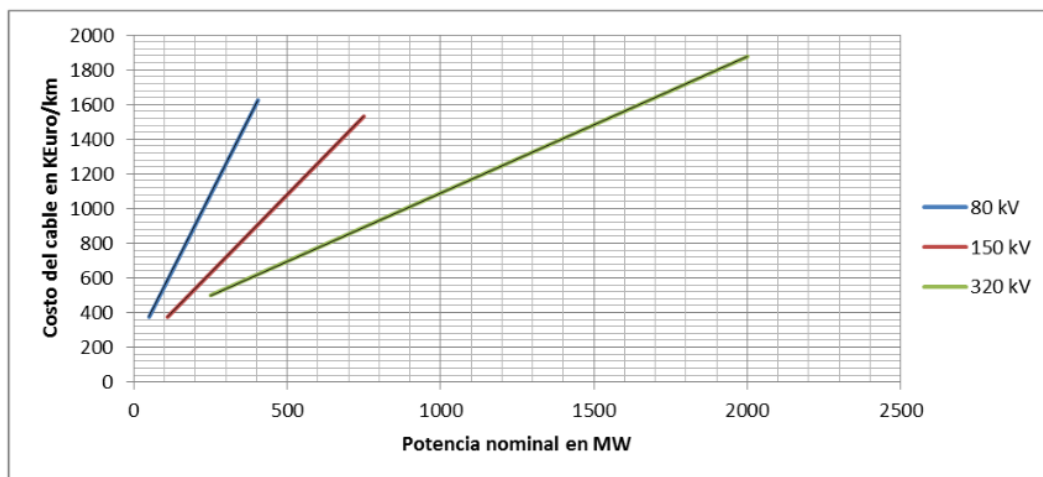


Ilustración 45 – Coste de un cable DC submarino en función de la potencia nominal y tensión nominal – [18]

Se concluye, que, para una cierta potencia, se debe elegir el nivel de tensión que suponga un menor coste de inversión. Para el caso de esta interconexión, la potencia nominal es de 100 MW, por lo que trabajar a una tensión de 150 kV tendría un menor coste. Otra opción, sería

trabajar a 80 kV y estudiar si el coste que se reduciría en las estaciones de conversiones, resulta en un coste total menor.

Con el objetivo de aportar un grado de realidad al proyecto, se elegirá un cable y un tipo de estación del catálogo ABB HVDC Light Cables. Para los 100 MW de la interconexión se puede elegir entre:

Nivel tensión (kV)	Área Conductor Cobre (mm ²)	Potencia tendido cercano (MW)	Potencia tendido espaciado (MW)	Peso por cable (kg/m)	Diámetro exterior cable (mm)
80	300	106	128	9.4	56
150	95	103	121	8.5	60

Tabla 1 - Características de los cables extraídos del catálogo ABB HVDC Light Cables

En cuanto al tipo de estación, el catálogo propone para los dos niveles de tensión:

Nivel tensión (kV)	Convertidor	Corriente continua (A)	Potencia transferible (MW)
80	M1	627	102.0
150	M4	627	191.3

Tabla 2 - Características de los convertidores extraídos del catálogo ABB HVDC Light Cables

Para el caso del nivel de tensión de 150 kV, la estación quedaría sobredimensionada, con un excedente de potencia que no se usaría. Se hará un cálculo de costes para elegir una alternativa.

Coste estación (60 kEUR/MW):

- M1: 6120 kEUR por estación, 12240 kEUR para dos estaciones

- M4: 11478 kEUR por estación, 22956 kEUR para dos estaciones

Coste cable (longitud total= 97.437 km):

- 80 kV: 600 kEUR/km= 58462.2 kEUR
- 150 kV: 400 kEUR/km= 38974.8 kEUR

Coste cable+estación:

- 80 kV: 70702.2 kEUR
- 150 kV: 61930.8 kEUR

La opción de 150 kV es más económica, por lo que se seleccionará para esta interconexión. Cabe destacar que el coste calculado no simboliza el coste total del proyecto y es un coste meramente orientativo. Este tipo de proyectos suelen tener un coste de inversión del orden de los 100 millones de euros, considerando la totalidad de los costes.

Capítulo 7. ACTIVIDAD A4

A4: MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y SIMULACIONES.

Esta actividad pondrá a prueba el diseño de la interconexión eléctrica submarina desde el punto de vista eléctrico. Mediante el software de simulación de sistemas de potencia, PSS®E de Siemens, se modelará el sistema y se analizará diversos escenarios en su estado estacionario, como también en el régimen dinámico.

7.1 MODELADO DEL SISTEMA EN PSS®E

El modelo en PSS®E de la interconexión reunirá un sistema simplificado de las dos islas con la interconexión HVDC. Estos sistemas simplificados consistirán en dos generadores con sus respectivos transformadores elevadores y una carga que hace de demanda. Uno de estos generadores simboliza un grupo generador de una central de la isla de 80 MW y el otro generador comprende el resto de generación, por lo que un generador será notablemente más grande que el otro. El sistema tiene 10 nudos en operación y los dos niveles de tensión a los que se trabaja son 20 kV y 220 kV. Se ha usado la siguiente asignación de nudos en el modelo:

Tipo de nudo	Sistema Gran Canaria	Sistema Tenerife
Generador grande	Nudo 1 – 20 kV	Nudo 4 – 20 kV
Generador pequeño	Nudo 2 – 20 kV	Nudo 3 – 20 kV
Carga	Nudo 7 – 220 kV	Nudo 9 – 220 kV

Tabla 3 – Tabla explicativa de los nudos del sistema

Los nudos 6 y 10 son nudos sin generación ni carga, que se han incluido para simular las subestaciones eléctricas que se conectan a las estaciones convertoras de la interconexión.

Se ha supuesto que los generadores operan a una tensión de 20 kV, un valor convencional y para simplificar la representación de la demanda, se ha conectado a un nudo de la red de transporte de 220 kV.

Estos dos sistemas se han unido por medio de la interconexión HVDC-VSC, entre los nudos 7 y 9 a la tensión de transporte de 220 kV, ya que realmente, el diseño de la actividad A3 del catálogo de ABB fue un diseño modelo.

El diagrama unifilar resultante se muestra en la siguiente Figura:

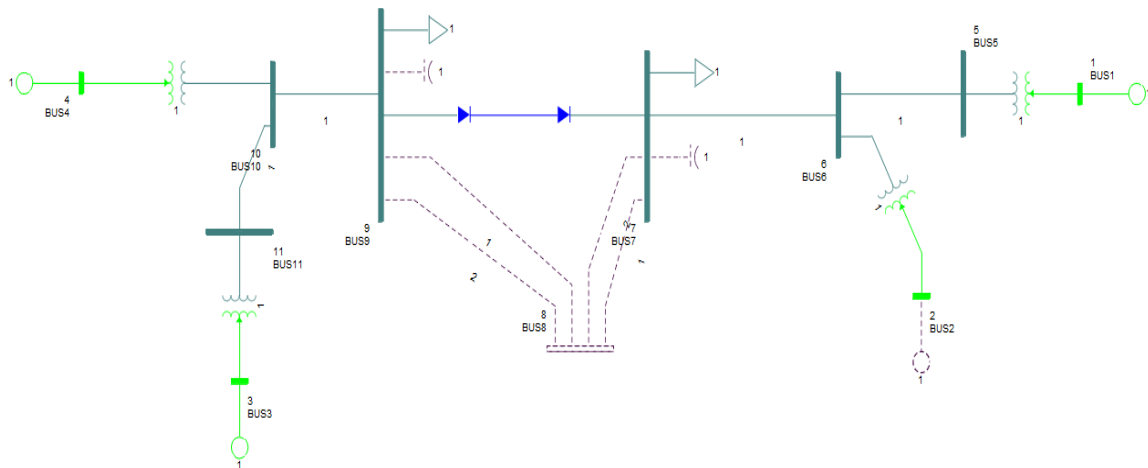


Ilustración 46 – Esquema del sistema modelado en PSS®E

En lo que respecta al modelado en régimen dinámico, los modelos de los generadores, al igual, que el modelo del HVDC-VSC empleados, son modelos de la librería de PSS®E de Siemens. Estos modelos han sido adaptados y modificados para este proyecto. Para los generadores, se ha usado el modelo estándar con control primario y para el HVDC-VSC, el modelo ‘VSCDCT’ que incluye dos convertidores VSC. El control de estos convertidores actúa según cuatro controles: control de tensión CA, control de tensión CC, control de potencia reactiva y control de potencia activa. Estos controles reciben sus respectivas consignas de acuerdo con el siguiente diagrama:

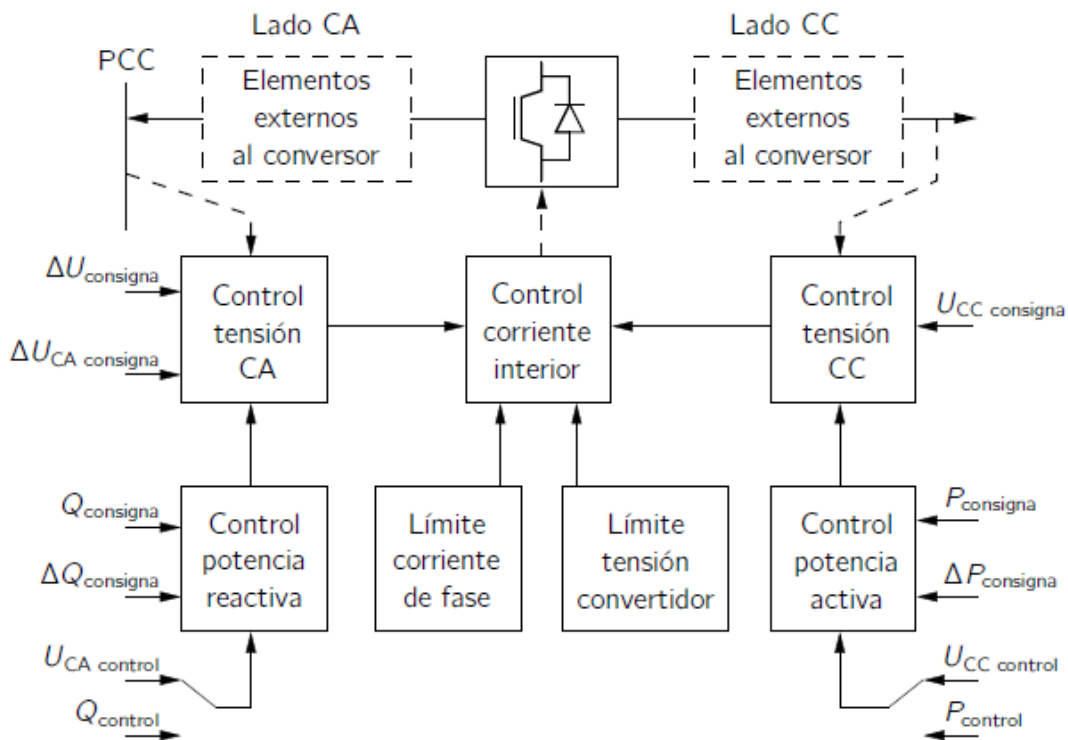


Ilustración 47 – Diagrama de bloques de tecnología VSC – [1]

El problema que presenta el modelo de librería de HVDC-VSC es que el control de potencia activa se le asigna a un convertidor, por ejemplo, el ubicado en Gran Canaria, y el otro, se encarga de controlar la tensión de continua. Esto supone que se considere uno de los sistemas inmensamente mayor que el otro y, por tanto, el sistema mayor se asuma como una red infinita que no experimenta las perturbaciones del otro sistema, que podría considerarse una isla. Un ejemplo de ello es la interconexión eléctrica submarina en corriente continua entre la Península Ibérica y la isla de Mallorca.

En esta interconexión, los dos sistemas son de tamaño similar y es por ello que debe incluirse un modelo auxiliar que permita completar este modelo. Es necesario que el modelo auxiliar pueda manipular las frecuencias de los dos sistemas de tal forma que su salida sea la variación de potencia activa que debe transferirse de un modelo a otro. Este modelo se llama ‘DCCAUT’, con el siguiente diagrama de bloques:

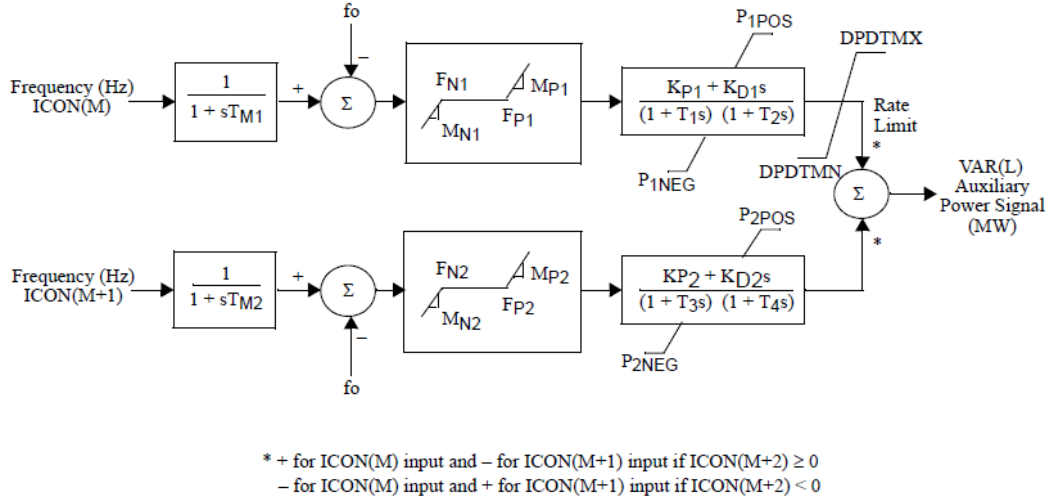


Ilustración 48 – Diagrama de bloques del modelo auxiliar

Las dos entradas del modelo son las frecuencias de cada una de las islas. A estas entradas se les pasa por un 'delay' de medida ' T_M ' y a continuación se le resta la frecuencia de referencia (50 Hz). Una vez se tiene la variación de frecuencia, se multiplica por una banda muerta y por un bloque de control para convertir a potencia. Una vez se tiene la potencia de cada isla, se llega a un operador con asteriscos que obtiene la salida del modelo, que es la variación de potencia a transportar. Estos asteriscos representan un operador matemático variable según el criterio que el usuario decida. En este caso, se ha programado para que:

$$\Delta P_{GC} - \Delta P_{TNF} = \Delta P_{Interconexión}$$

Con este modelo se consigue que, en el modelo dinámico, la potencia a transferir en la interconexión dependa de las variaciones de frecuencia de los dos sistemas y se rige por las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P_{HVDC1} = -\Delta P_{HVDC2} = \Delta P_{HVDC} = -K_{HVDC} * (\Delta f) \quad (1)$$

$$\Delta f_{TNF} = -\frac{(\Delta P_{d_ext} + D * \Delta f + \Delta P_{HVDC2} - \Delta P_{g_ext})}{K_{TNF}} \quad (2)$$

$$\Delta f_{GC} = - \frac{(\Delta P_{d_ext} + D * \Delta f + \Delta P_{HVDC1} - \Delta P_{g_ext})}{K_{GC}} \quad (3)$$

Donde ' ΔP_{HVDC} ' es la variación de potencia transportada por el HVDC en las terminales 1 y 2 de los convertidores, ' ΔP_{g_ext} ' es la variación de potencia de generación externa, ' ΔP_{d_ext} ' es la variación de potencia de demanda externa, el factor 'D' se considera nulo en las simulaciones, las constantes 'K' son la constante que representa la inversa del estatismo de los sistemas de las islas y del HVDC ($K=1/R$) y ' Δf ' es la variación de frecuencia entre los sistemas según el control que se implemente. Mencionar que, la tecnología HVDC conecta sistemas asíncronamente, que quiere decir que las frecuencias de los dos sistemas no tienen que ser iguales. Esto ocurre gracias a la electrónica de potencia que existe detrás.

Las constantes del modelo son:

CONs	#	Value	Description
J		0	F _{P1} , positive frequency deviation dead band threshold (Hz)
J+1		0	F _{N1} , negative frequency deviation dead band threshold (Hz)
J+2		±62.5	M _{P1} , positive slope (MW/Hz)
J+3		±62.5	M _{N1} , negative slope (MW/Hz)
J+4		*	K _{P1} * = A definir según el control
J+5		0	K _{D1}
J+6		0.1	T ₁ , time constants (sec)
J+7		0	T ₂ , time constants (sec)
J+8		0	F _{P2} , positive frequency deviation dead band threshold (Hz)
J+9		0	F _{N2} , negative frequency deviation dead band threshold (Hz)
J+10		±62.5	M _{P2} , positive slope (MW/Hz)
J+11		±62.5	M _{N2} , negative slope (MW/Hz)
J+12		*	K _{P2}
J+13		0	K _{D2}
J+14		0.1	T ₃ , time constants (sec)
J+15		0	T ₄ , time constants (sec)
J+16		125	DPDTMX, rate limit (MW/sec)
J+17		-125	DPDTMN, rate limit (MW/sec)
J+18		0.1	T _{M1} , transducer time constant (sec)
J+19		0.1	T _{M2} , transducer time constant (sec)
J+20		50	P1POS (MW)
J+21		-50	P1NEG (MW)
J+22		50	P2POS (MW)
J+23		-50	P2NEG (MW)

Ilustración 49 – Descripción de constantes del modelo

Se han diseñado los siguientes controles:

- Control 0: No se implementa ningún control auxiliar. Las constantes son:
 $K_{P1}=K_{P2}=K_{D1}=K_{D2}=0$.
- Control 1: Se va a comparar las frecuencias de las dos islas, asignando a la primera entrada de la Ilustración 48 la frecuencia de Gran Canaria y la segunda a la frecuencia de Tenerife, de tal forma que:

$$\Delta P_{HVDC} = -K_{HVDC} * (\Delta f_{GC} - \Delta f_{TNF}) \quad (1)$$

Las constantes son $K_{P1}=1$, $K_{P2}=1$, $K_{D1}=K_{D2}=0$.

7.2 PLANTEAMIENTO DE ESCENARIOS Y EVENTOS

En primer lugar, se va a probar los tres controles propuestos y se compararán sobre un escenario base, donde se simulará la pérdida de generación en los sistemas de Gran Canaria y Tenerife. Este suceso es uno de los más críticos en sistemas pequeños débilmente interconectados, porque da lugar a desequilibrios de potencia activa que provocan desvíos de frecuencia, que atentan contra la estabilidad del sistema. Otros escenarios interesantes a estudiar, son los relacionados con la generación renovable, ya que es un tipo de generación no gestionable. Por último, se analizará el impacto de la inercia del sistema HVDC.

7.3 SIMULACIONES Y RESULTADOS

El escenario base se ha diseñado de la siguiente forma:

	TENERIFE	GRAN CANARIA
Generación total (MW)	550	350
Demanda (MW)	450	450

Potencia de interconexión (Criterio Exportador) (MW)	100	-100
--	-----	------

Tabla 4 – Escenario propuesto 1

Se va a considerar que los 100 MW se transfieren desde Tenerife a Gran Canaria. El factor de potencia en todas las simulaciones será de 0.8. Los generadores ‘grandes’ aportan la diferencia entre la generación total y los generadores ‘pequeños’ de 80 MW.

Las variables que se representarán son:

SPD	‘Speed’, Velocidad del grupo generador = frecuencia
PMECH	Potencia mecánica del grupo generador
PELEC	Potencia eléctrica del grupo generador
PLOAD	Potencia de la carga, demanda
VOLT	Voltaje del nudo
PEVSC	Potencia transferida por el HVDC

Tabla 5 – Descripción de variables

Se simulará en primer lugar la desconexión del generador ‘pequeño’ del sistema de Gran Canaria, del nudo 2 a un segundo de comenzar la simulación. Se simulará por veinte segundos, con un ‘Step size’ de 0.001.

Control 0:

En esta simulación solo actuará el modelo dinámico de los generadores y del HVDC. Las gráficas obtenidas son:

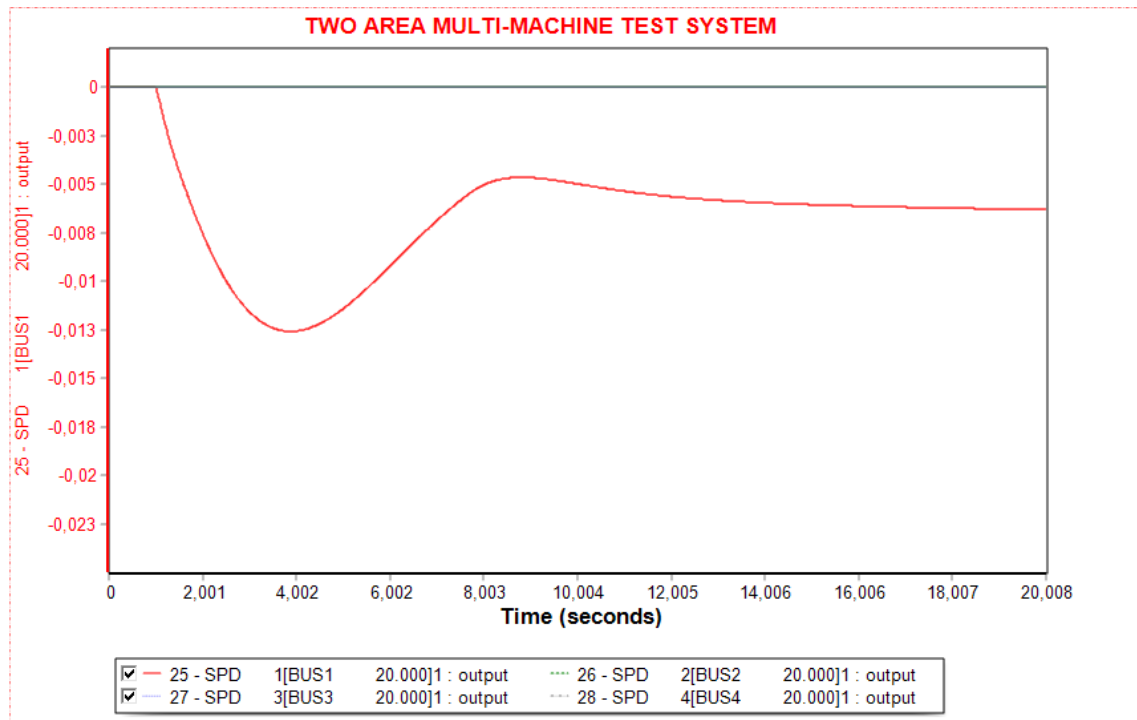


Ilustración 50 – Gráfica de la variación de la frecuencia (p.u.) de los generadores en función del tiempo

Después de aplicar la caída del generador 2, se aprecia cómo la frecuencia del generador 1 disminuye para poder aumentar la generación y así cubrir el déficit. El control primario de los generadores se encarga de estabilizar el valor de la frecuencia. Por otra parte, la frecuencia de los generadores de Tenerife se mantiene constante sin sufrir alteraciones. Mencionar que no se cuenta con control secundario que consiga recuperar el valor de la frecuencia al valor de referencia.

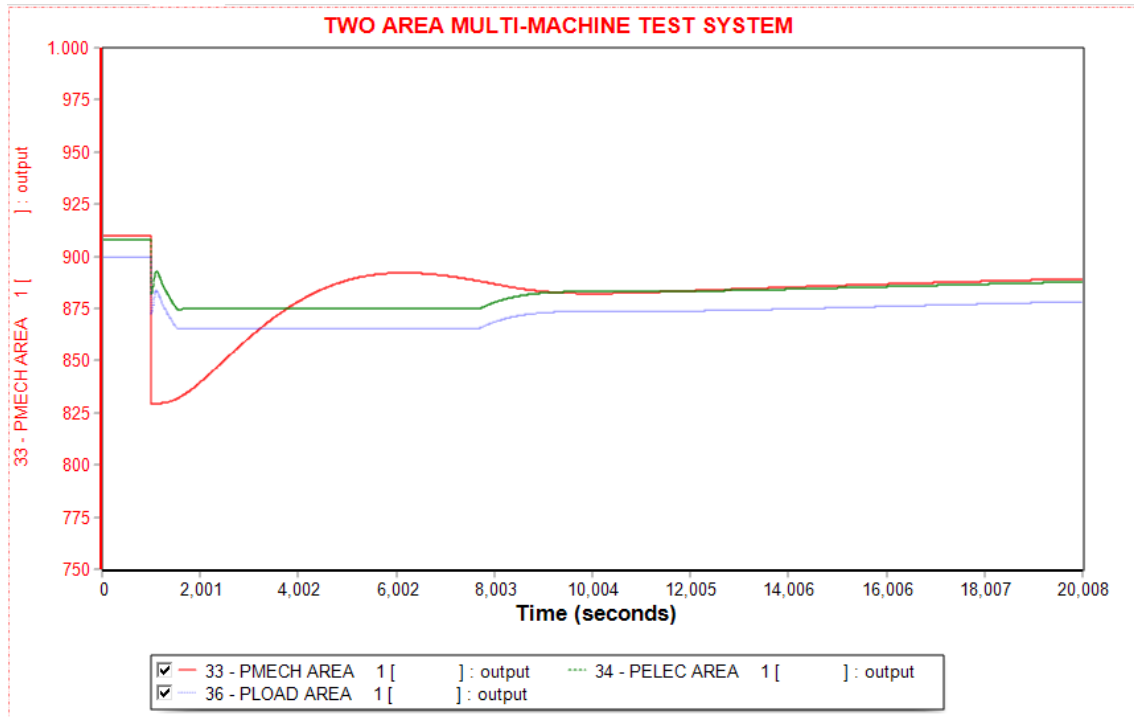


Ilustración 51 – Gráfica de la potencia mecánica, eléctrica y de carga (MW) del sistema total en función del tiempo

De la Ilustración 51 se aprecia cómo la potencia mecánica del sistema pierde súbitamente 80 MW y cómo el control primario alcanza un valor estable en el nuevo régimen permanente inferior al previo. La demanda también disminuye proporcionalmente a la potencia eléctrica.

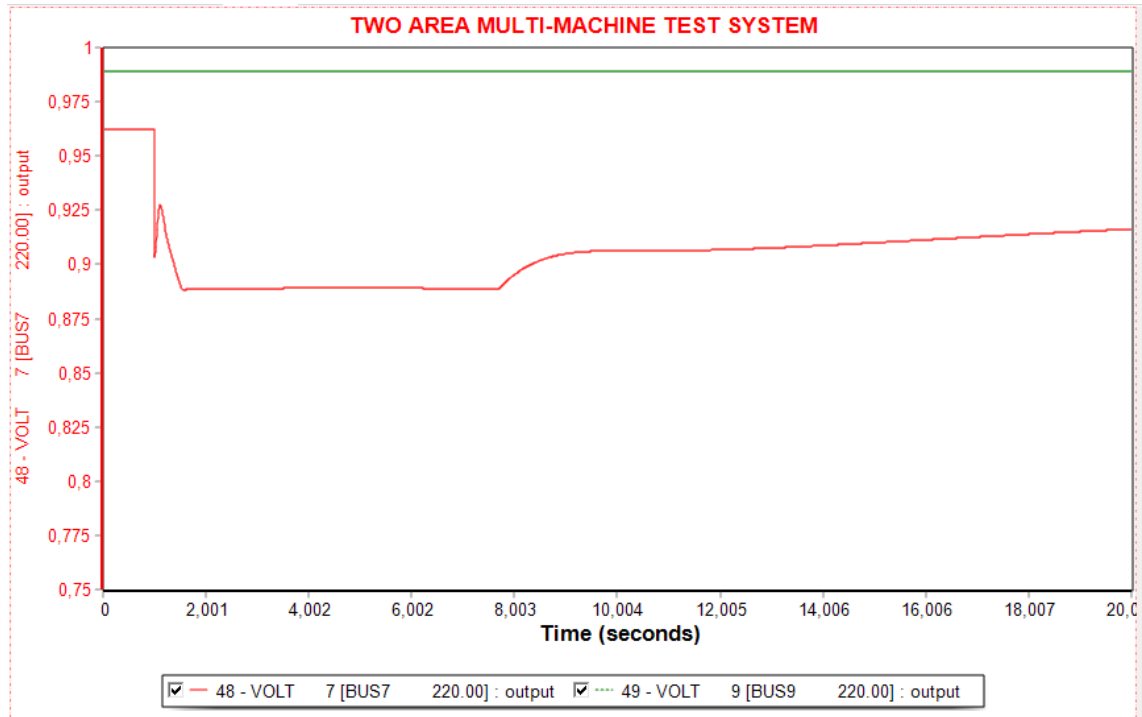


Ilustración 52 – Gráfica de la tensión (p.u.) de los nudos extremos del convertidor en función del tiempo

Al perder el generador, no sólo se pierde la aportación de potencia activa, sino también la de reactiva, que influye en el nivel de tensión. La tensión en el nudo 9, en Tenerife, no se ve alterada por el suceso.

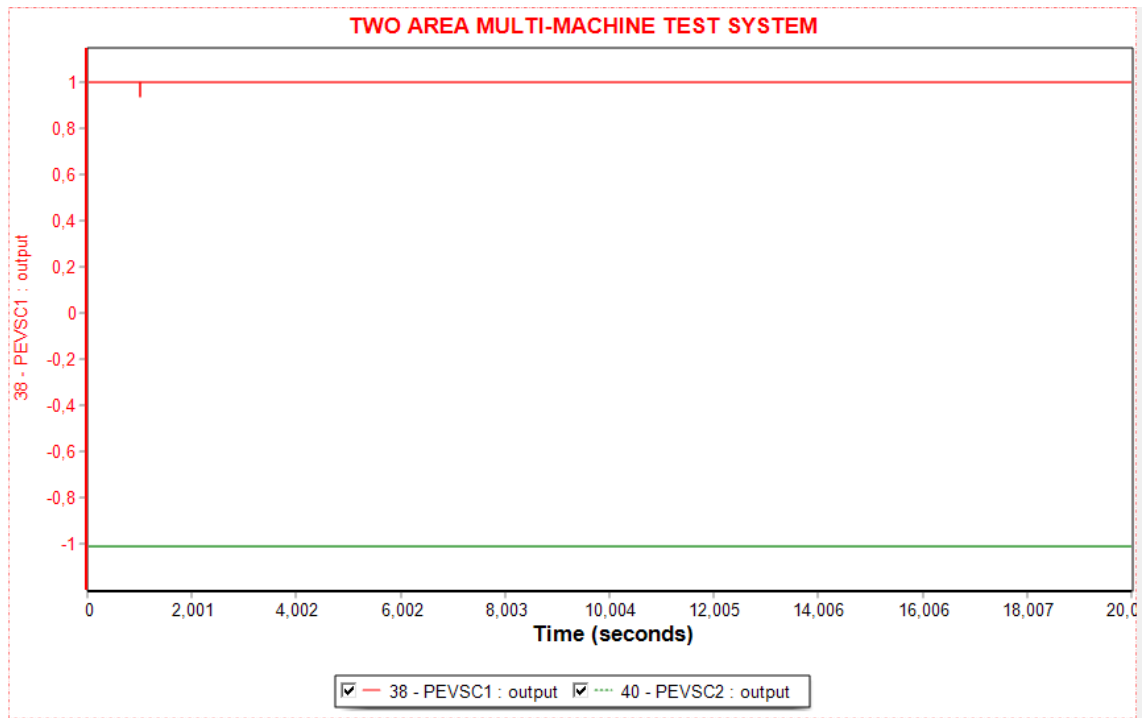


Ilustración 53 – Gráfica de la potencia transferida por el HVDC (p.u.) en función del tiempo

Se aprecia que la potencia intercambiada es igual, de signo opuesto y no varía con la perturbación para este control. La interconexión eléctrica transfiere los 100 MW asignados en la consigna.

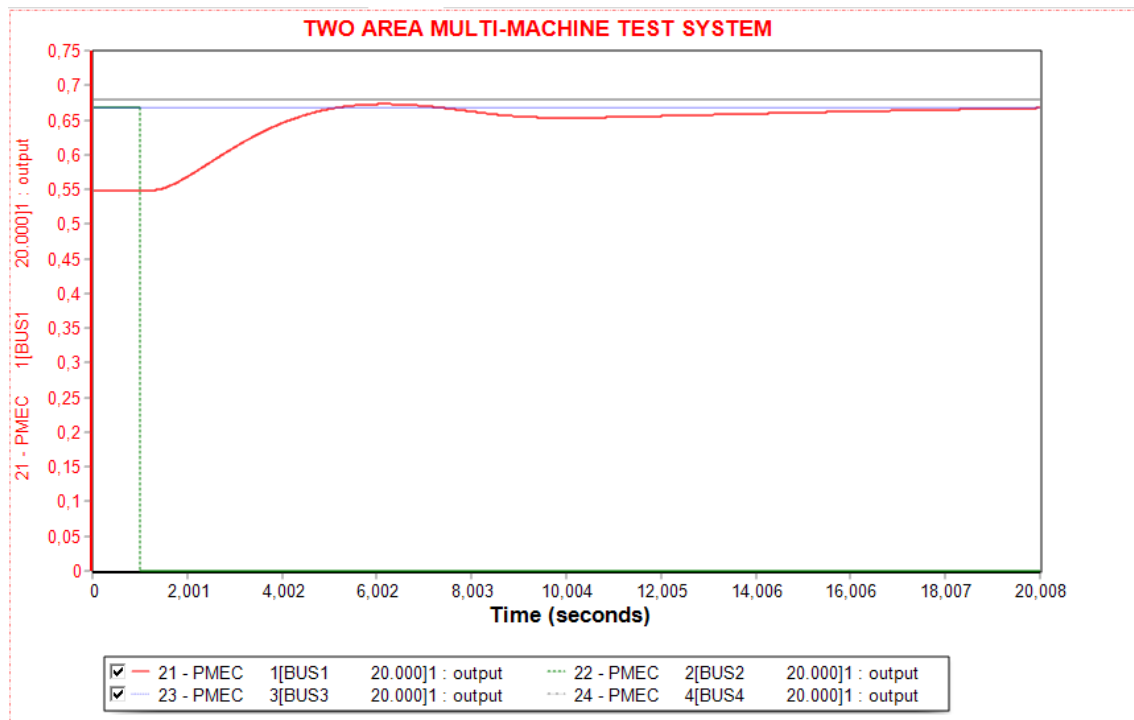


Ilustración 54 – Gráfica de las potencias mecánicas (p.u.) de los generadores del sistema en función del tiempo

De la Ilustración 54 se puede deducir que el único generador que reacciona al evento es el generador grande de Gran Canaria, mientras que los generadores de Tenerife se limitan a proporcionar la potencia de intercambio programada.

Se concluye que este control no es válido para el propósito de esta interconexión eléctrica debido a que los sistemas no actúan conjuntamente para combatir la contingencia.

Control 1:

En este control se incluye el modelo auxiliar diseñado a los modelos utilizados para el Control 0. Los resultados obtenidos se muestran a continuación.

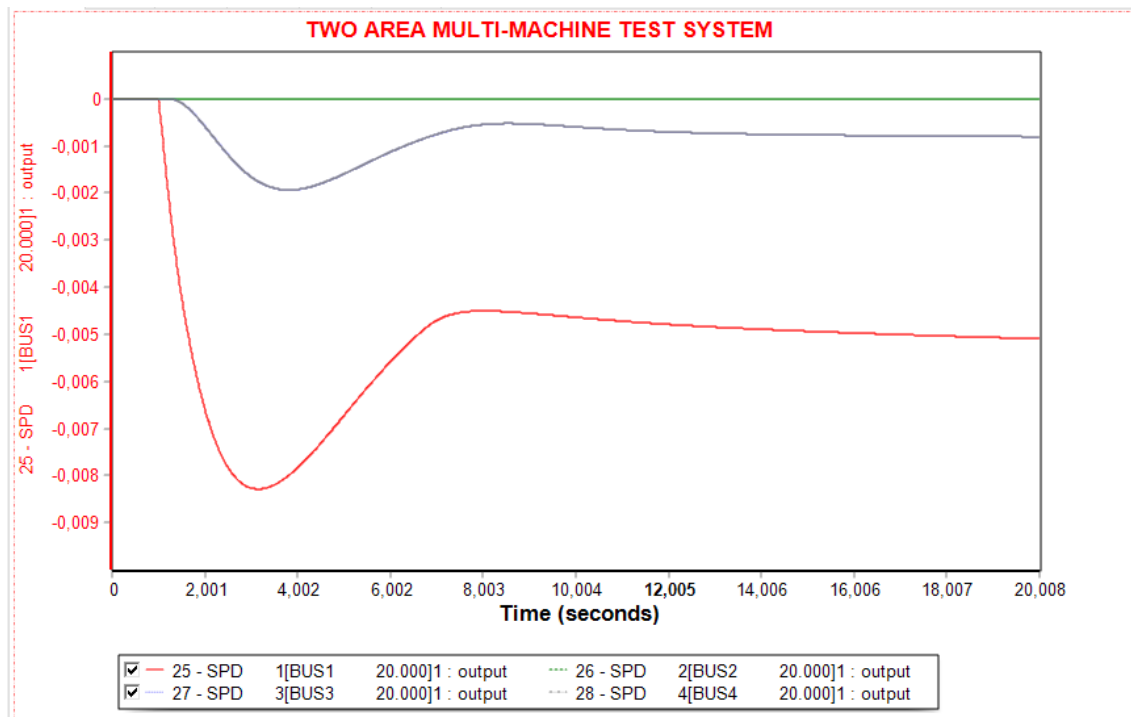


Ilustración 55 – Gráfica de la variación de la frecuencia (p.u.) de los generadores en función del tiempo

La curva roja representa la variación de frecuencia del generador 1, que si se compara con la de la Figura 50 (Control 0), se puede observar que el valor mínimo resulta menor, al igual que el valor en régimen permanente. Además, los generadores 3 y 4 (curvas gris y azul superpuestas), del lado de Tenerife, sí experimentan una variación de frecuencia.

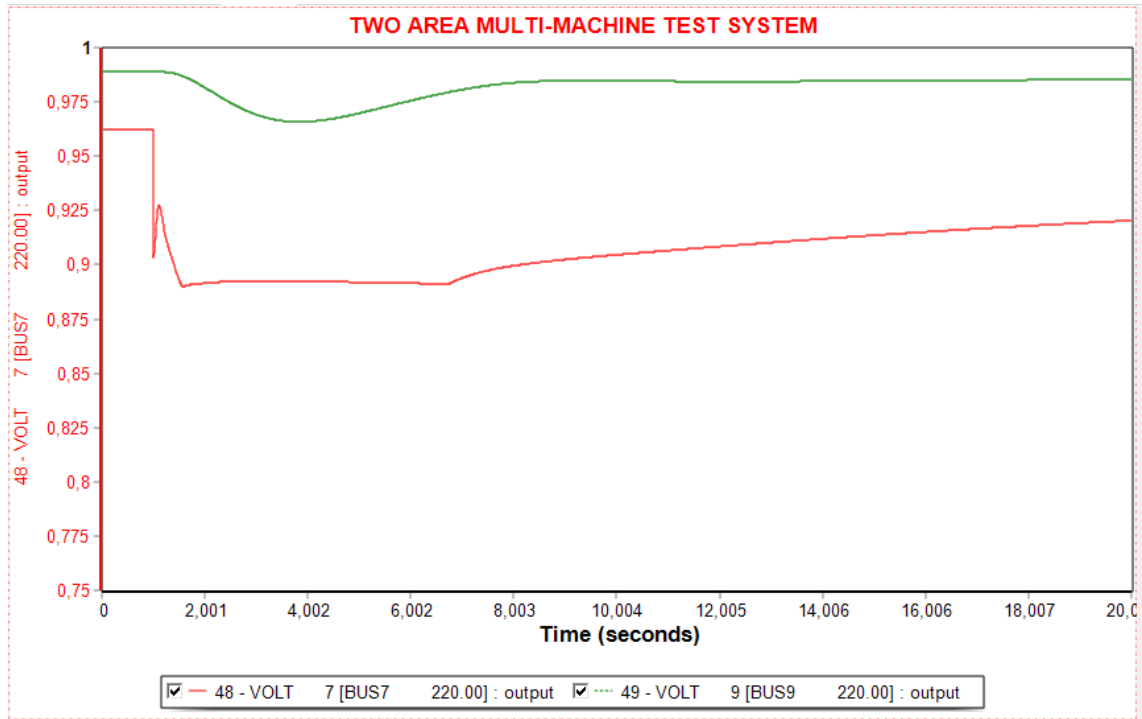


Ilustración 56 – Gráfica de la tensión (p.u.) de los nudos extremos del convertidor en función del tiempo

En cuanto a la tensión en el nudo 9, en este caso sí que se aprecia un cambio en la recta que también demuestra la satisfactoria respuesta del modelo auxiliar.

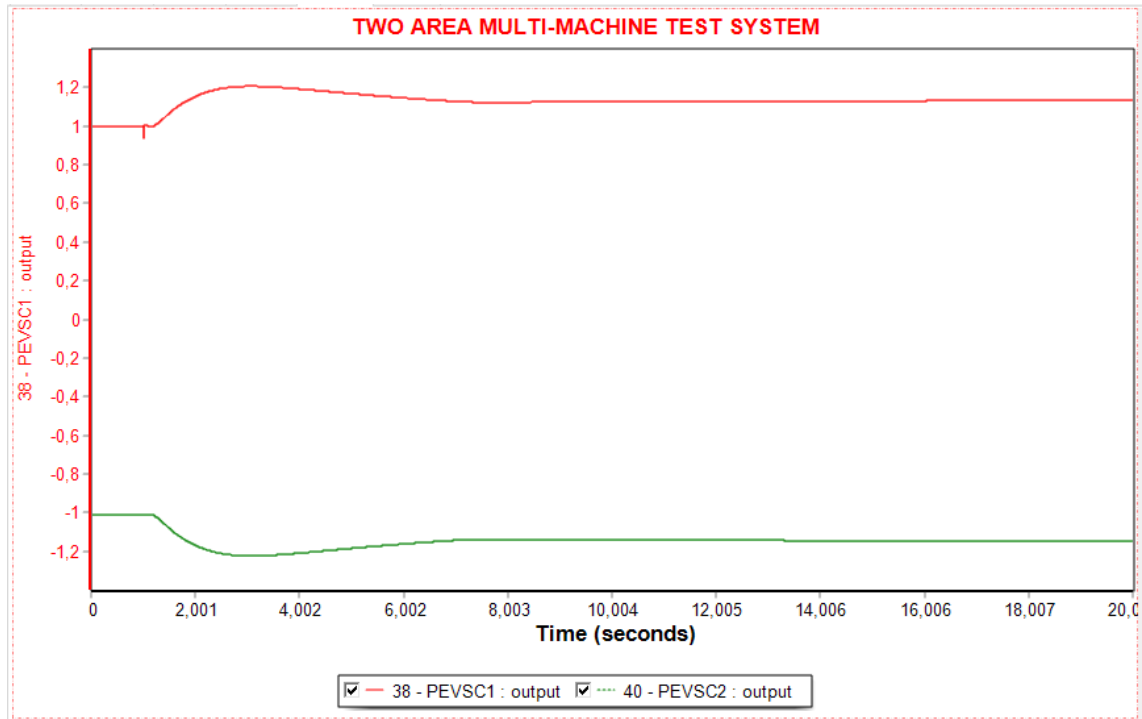


Ilustración 57– Gráfica de la potencia transferida por el HVDC (p.u.) en función del tiempo

En la Figura 57, la potencia transportada varía según la frecuencia. En los primeros cuatro segundos desde que ocurre la contingencia, en enlace aumenta la potencia transportada para dar mayor apoyo hasta que la frecuencia se estabiliza. Una vez se termina el régimen dinámico, la potencia transportada aumenta en un 15% aproximadamente, es decir 115 MW, valor que no supera la potencia aparente de los convertidores, de 125 MVA.

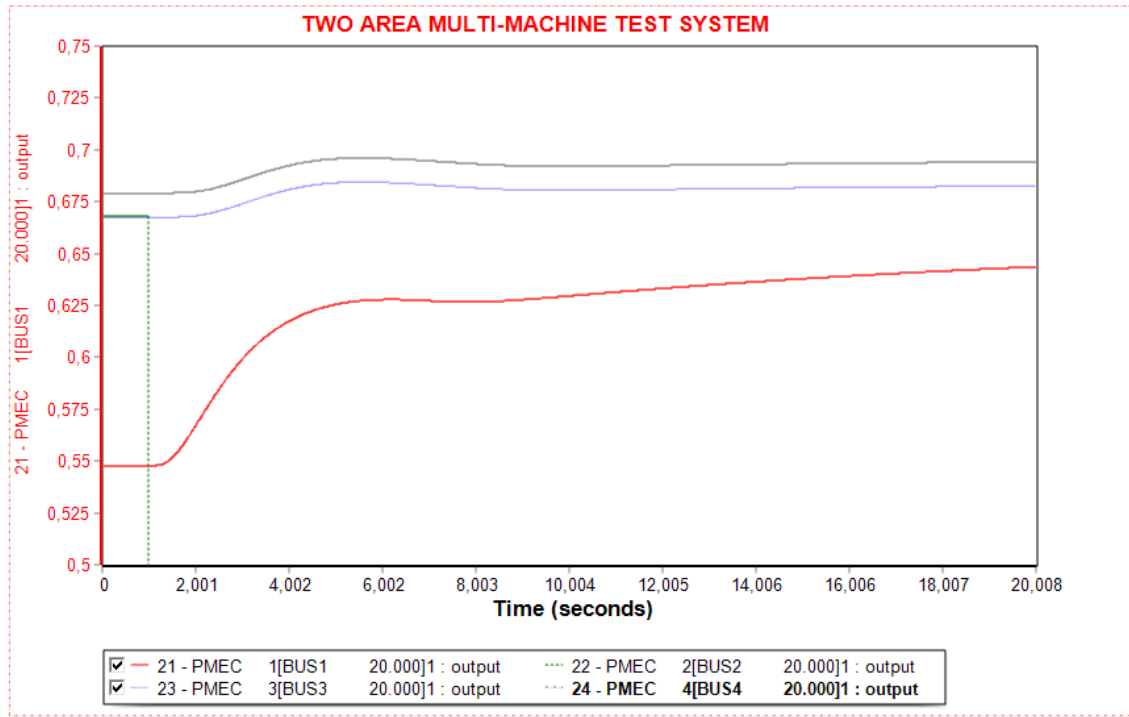


Ilustración 58 – Gráfica de las potencias mecánicas (p.u.) de los generadores del sistema en función del tiempo

Los generadores de Tenerife apoyan al de Gran Canaria para combatir el déficit de generación, consiguiendo que el aumento de generación de potencia mecánica por parte del grupo 1 sea menor que para el Control 0. Las bases de los generadores son diferentes, por ello la escala vertical es meramente orientativa.

A continuación, se simulará la pérdida de generación para el grupo pequeño de Tenerife, manteniendo la consigna de potencia transportada entre sistemas, poniendo a prueba la robustez de la interconexión. Este evento supone que el generador mayor de Tenerife debe combatir el déficit de generación y, además, exportar los 100 MW al sistema de Gran Canaria, un escenario realmente crítico. Se estudiará únicamente el Control 1, ya que el Control 0 no es capaz de conectar completamente los sistemas.

Los resultados de la simulación se exponen a continuación:

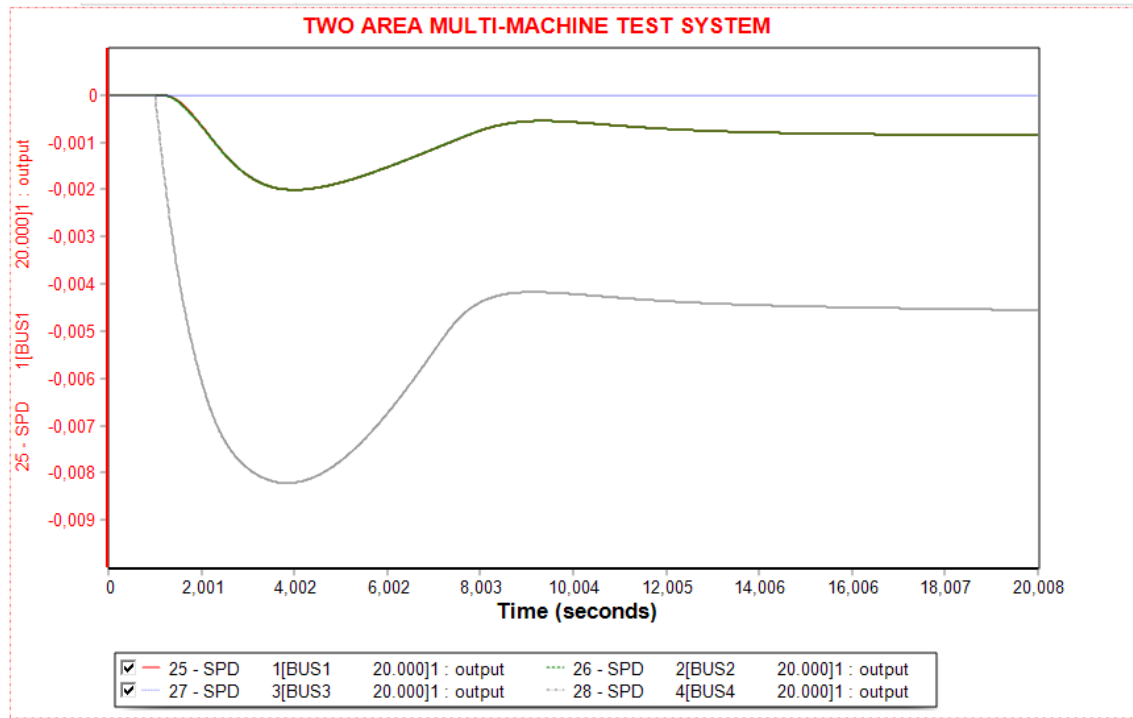


Ilustración 59 – Gráfica de la variación de la frecuencia (p.u.) de los generadores en función del tiempo

El generador de Tenerife asume la mayor variación de frecuencia, como era de esperar, y los generadores de Gran Canaria experimentan una variación de su velocidad en un grado menor (curva roja y verde superpuestas).

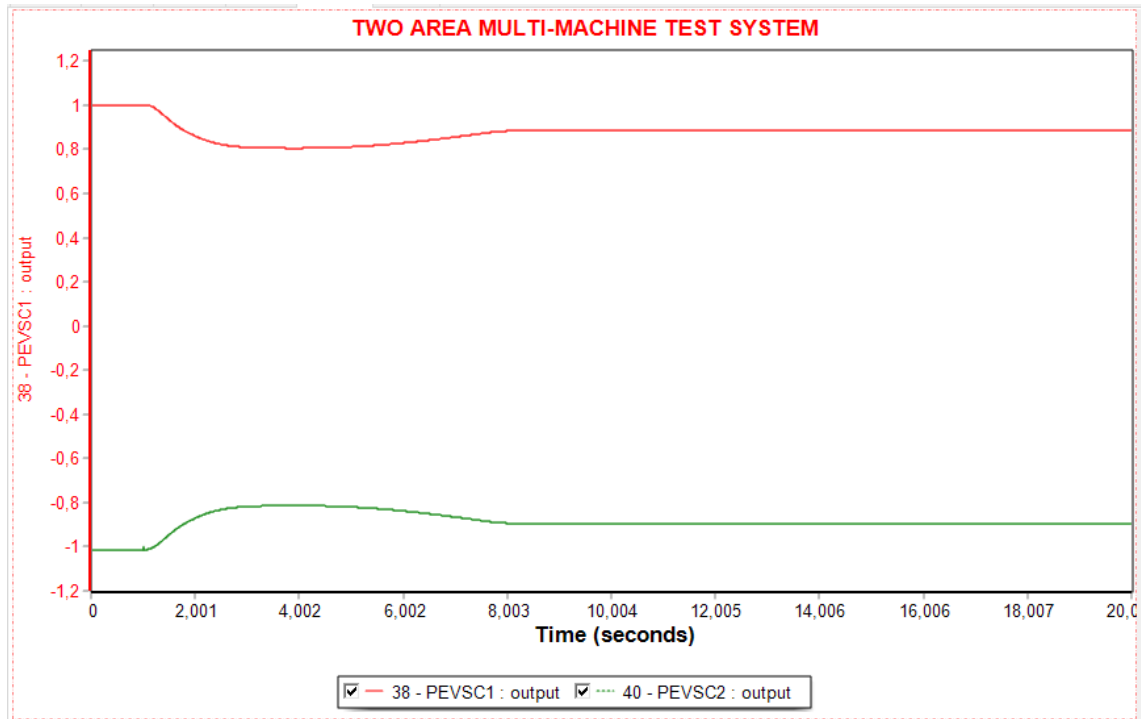


Ilustración 60 – Gráfica de la potencia transferida por el HVDC (p.u.) en función del tiempo

El objetivo primordial es cubrir la demanda de Tenerife después de la caída del grupo, para lo que su mayor grupo aumenta su generación hasta subir a su reserva primaria. Como objetivo secundario es exportar la potencia de consigna al sistema grancanario. Como no es capaz de transportar su totalidad, exporta la máxima cantidad posible dentro de los límites. Mientras tanto, los generadores de Gran Canaria no estarían apoyando al evento en Tenerife, debido a que el sentido de flujo de potencia se ha impuesto por el operador de la red en dirección a Gran Canaria.

Los grupos 1 y 2 se ocuparían de compensar la disminución de potencia importada desde Tenerife, como se muestra en la Figura 61:

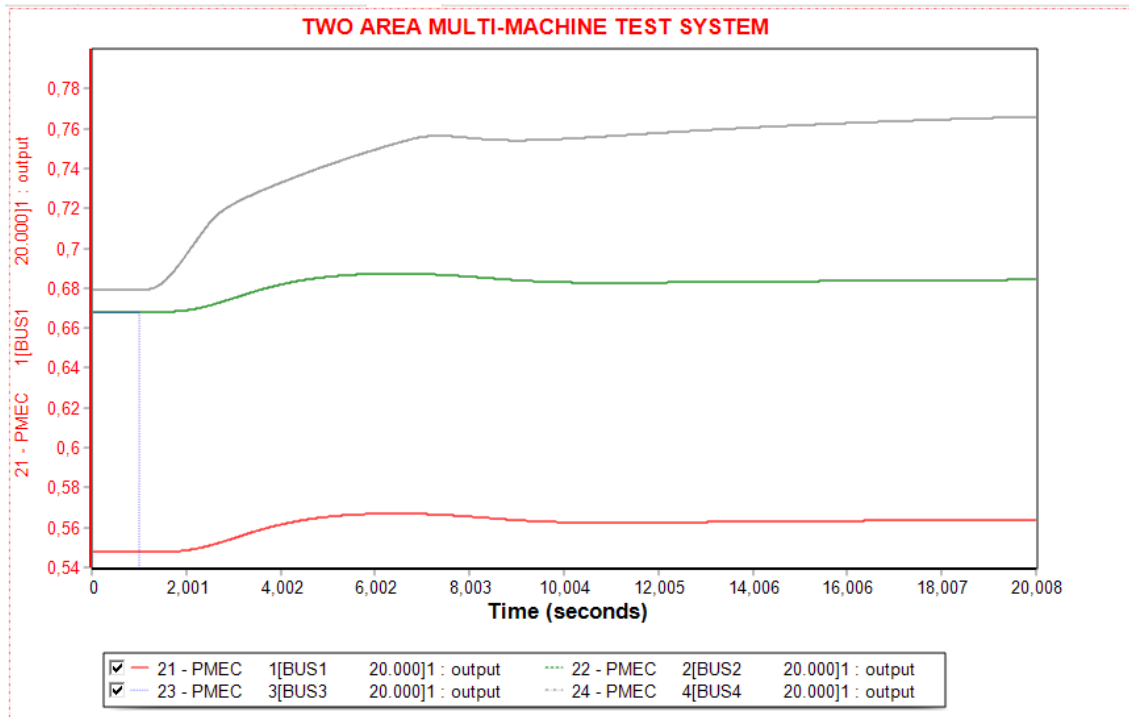


Ilustración 61 – Gráfica de las potencias mecánicas (p.u.) de los generadores del sistema en función del tiempo

Se plantea realizar un segundo estudio en el que interviene la generación renovable para analizar el efecto de la interconexión sobre este nuevo sistema. En los sistemas de potencia, la generación eólica y fotovoltaica se pueden modelar como una reducción de la demanda neta de un sistema, ya que realmente, estas fuentes de generación no tienen las mismas características que los generadores síncronos convencionales. La ecuación a tener en cuenta es:

$$\text{Demanda neta} = \text{Demanda total} - \text{Generación RES}$$

Esta demanda neta afecta al generador equivalente del sistema en el que está trabajando por el decremento de la demanda.

Se modificará el caso base para simular un escenario en el que Tenerife tenga un parte meteorológico favorable, mientras que en Gran Canaria no.

	TENERIFE	GRAN CANARIA
Generación total (MW)	400	350
Demanda (MW)	450	450
Potencia de interconexión (Criterio Exportador) (MW)	100	-100
Generación RES (MW)	150	0

Tabla 6 – Escenario propuesto 2

Se simula, para la pérdida de generación del grupo pequeño en Gran Canaria usando el Control 1:

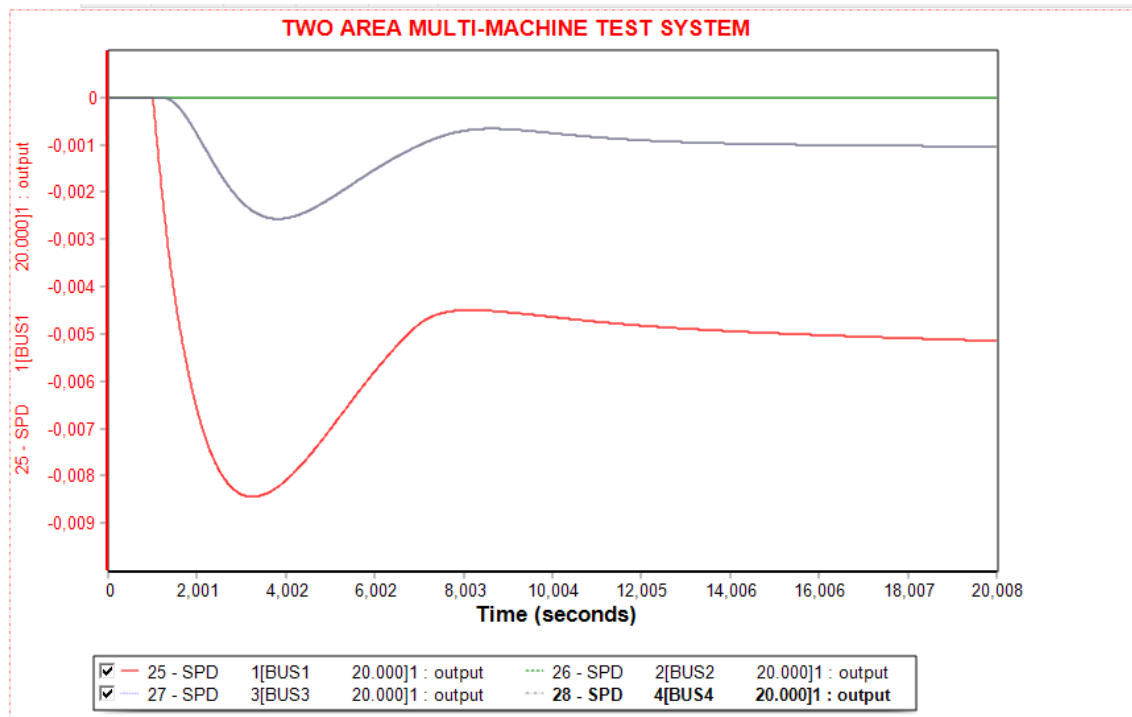


Ilustración 62 – Gráfica de la variación de la frecuencia (p.u.) de los generadores en función del tiempo

Las curvas de frecuencia no varían notablemente con la integración de la generación renovable en comparación con la Figura 62, ya que a este modelo no se le ha incluido un regulador de frecuencia a esta tecnología, sino que se ha modelado como una reducción de demanda. A pesar de ello, en el panorama actual, tecnologías como la eólica, poseen estrategias de regulación primaria de frecuencia.

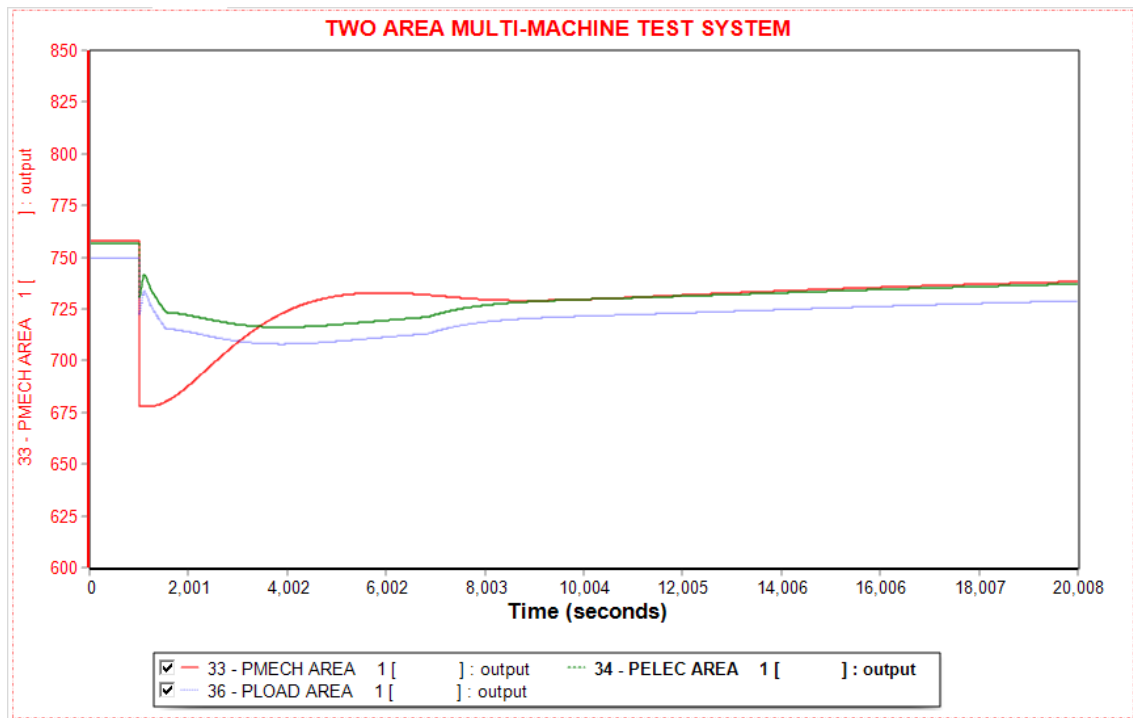


Ilustración 63 – Gráfica de la potencia mecánica, eléctrica y de carga (MW) del sistema total en función del tiempo

Esta ilustración muestra que los valores de generación y demanda se ven disminuidos gracias a la aportación renovable. La ventaja que tiene es que se reduce la cantidad de generación que procede de los generadores convencionales (Figura 64), consiguiendo una reducción de las reservas que necesitan, que se traduce en un ahorro económico. Desde el punto de vista medioambiental, se reduce el consumo de combustibles fósiles, que, en el ámbito canario, suponen un alto coste y una dependencia energética del exterior.

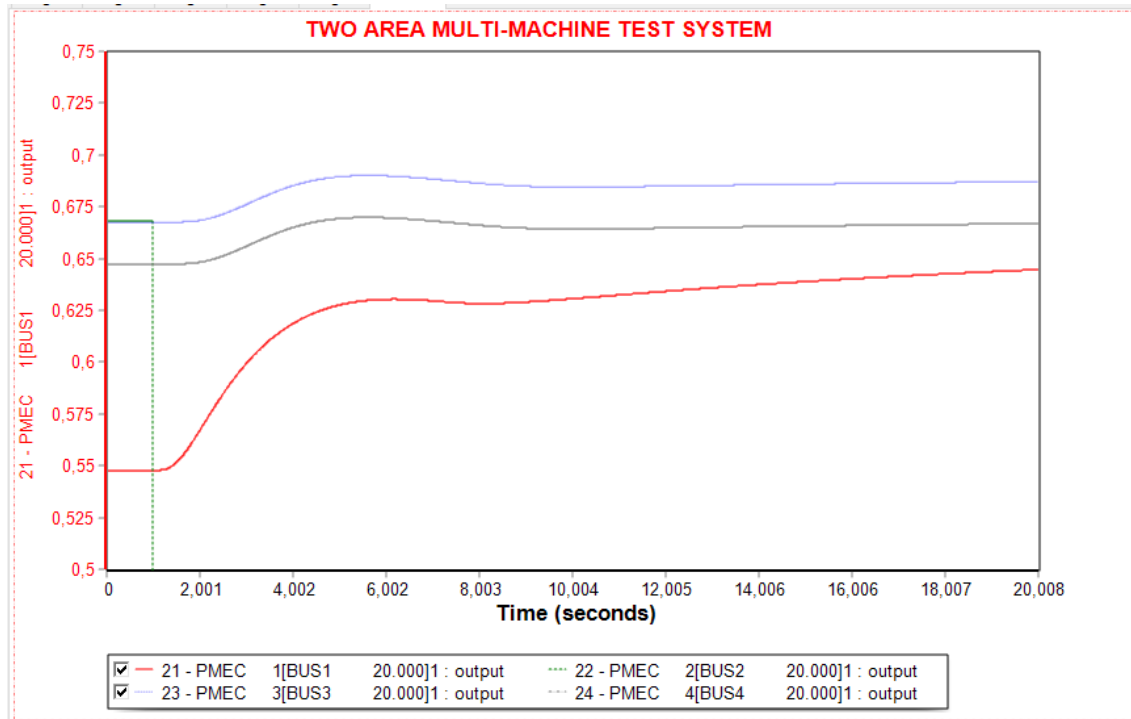


Ilustración 64 – Gráfica de las potencias mecánicas (p.u.) de los generadores del sistema en función del tiempo

7.4 CONCLUSIONES

Con la ayuda de estas simulaciones, se ha podido verificar los dos objetivos principales de esta interconexión:

- El apoyo entre sistemas para combatir contingencias y así conseguir sistemas más robustos.
- Compartir la generación entre islas para reducir costes y aumentar la eficiencia del sistema.

Se ha conseguido, de forma muy simplista, ver el efecto de la generación renovable sobre el sistema bi-insular, pero sería interesante desarrollar e integrar un modelo más complejo.

Por otra parte, el dimensionamiento de la interconexión, en base al diseño del sistema de las dos islas ha resultado ser válido, ya que, para los eventos críticos estudiados, se ha conseguido la estabilidad del sistema en todo momento, como también, respetar límites

técnicos. Es verdad que se podría haber realizado un diseño menos conservador, capaz de transportar más potencia, pero se considera que en el balance técnico-económico este diseño es bueno. Cabe recordar que altas potencias de intercambio suponen costes mayores, e incluso, amenazas a la estabilidad de los sistemas.

Capítulo 8. ACTIVIDAD A5

A5: IMPACTO MEDIOAMBIENTAL DEL PROYECTO.

Se analizará en el apartado los potenciales impactos que este proyecto puede tener en sus etapas de construcción, explotación, mantenimiento y desmantelamiento.

8.1 CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN DE INTERCONEXIÓN

Se explicará brevemente el proceso inicial de construcción e instalación de la interconexión eléctrica submarina, para en posteriores apartados analizar los potenciales impactos.

El primer paso es construir las estaciones de conversión en los dos puntos de interconexión. Para ello, se debe preparar el terreno, construir la infraestructura de la estación e instalar la aparamenta. Por otra parte, estas estaciones se tendrán que conectar con sus respectivas subestaciones eléctricas dentro del sistema, por lo que es posible que sea necesario realizar modificaciones a estos centros de transformación para poder acoger una nueva línea. Los cables en el tramo terrestre irán enterrados a unos 15 metros separados a unos pocos metros, para lo que se realiza una perforación dirigida horizontal, para evitar la apertura de zanjas. El uso de esta técnica es muy común en la instalación de tuberías y en proyectos de interconexiones eléctricas submarinas.



Ilustración 65 – Estación de conversión de Morvedre – [19]

Una vez se realiza el empalme entre cables terrestres y submarinos en la costa, salen al medio marino a unos cientos de metros, separados a distancias de cientos de metros entre sí para facilitar la operación de tendido y mantenimiento. Los encargados de tender el cable son los barcos cableros, unos barcos especializados en esta labor, que guían el cable en su trayectoria.



Ilustración 66 – Barco Cablero Skagerrak 2 – [20]

El cable se posará en el fondo marino, donde se enterrará unos pocos metros mediante la técnica de ‘trenching’. Si el fondo marino es muy duro, se recubrirá el cable.

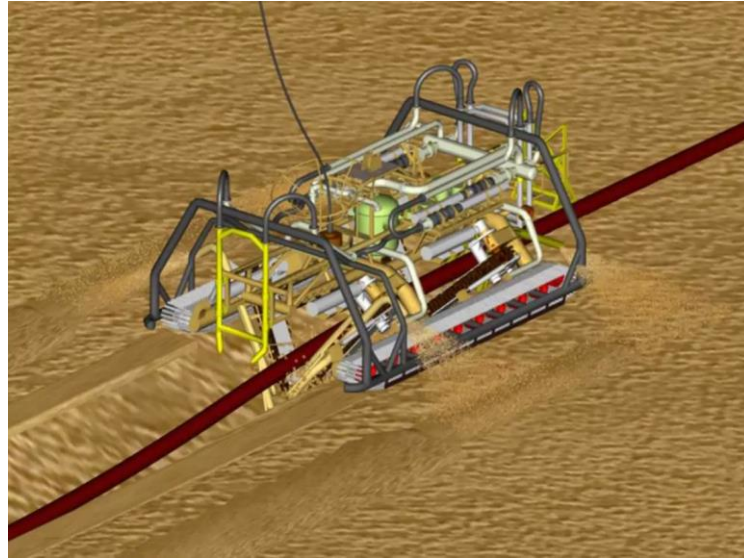


Ilustración 67 – Operación de ‘trenching’ – [21]

Todo este proceso se monitorizará con ‘ROV’s’ (Remotely Operated Vehicle), que son vehículos capaces de sumergirse a grandes profundidades y cuentan con múltiples sensores y herramientas.



Ilustración 68 – ROV submarino – [22]

En la operación de mantenimiento, estos robots submarinos juegan un gran papel, debido a que los buzos tienen complicaciones para alcanzar profundidades tan elevadas, donde la presión del mar es desmesurada. Las reparaciones en este medio son operaciones de gran dificultad, con costes económicos muy elevados. Se suelen sobredimensionar las interconexiones, con altos factores de seguridad, para que las probabilidades de falta sean las menores posibles.

La vida útil de un cable submarino es de 25 años aproximadamente. Cumplidos estos años de servicio, se puede considerar dejar el cable inerte en el fondo marino si el impacto medioambiental de desenterrarlo puede llegar a ser elevado. De las estaciones conversoras se pueden aprovechar sus instalaciones y aparataje para otras funciones. A los equipos que no se les dé una segunda vida, se tratarían, reutilizando sus materiales para fabricar nuevos elementos. Los cables submarinos son relativamente sencillos de separar en sus diferentes capas y, por tanto, de reciclar.

8.2 IMPACTO EN EL MEDIO TERRESTRE Y MARINO

Durante el diseño de las diferentes partes del proyecto, se ha tenido en cuenta en todo momento el medio ambiente. Empezando por los emplazamientos de las estaciones y terminando por el trazado del cable en el mar. En proyectos de este estilo, muchas veces las limitaciones técnicas o económicas no permiten tomar acciones que optimicen el impacto mínimo al medio. Sin embargo, las buenas medidas a favor de la naturaleza siempre son una posibilidad y es en lo que hay que apostar. El diseño de la interconexión se pondrá a prueba una vez más en este apartado, porque es vital para el proyecto, que su impacto sea viable desde el punto de vista medioambiental. Se comenzará estudiando el ámbito de Gran Canaria.

El primero de los impactos viene en la fase de construcción de las estaciones, donde se trabaja el terreno del emplazamiento. Para el caso de la E.C. El Llanillo (Área blanca), el terreno se encuentra sobre un espacio agrícola abandonado (Área marrón) y un arenal (Área amarilla).

- Ocupación de suelo:

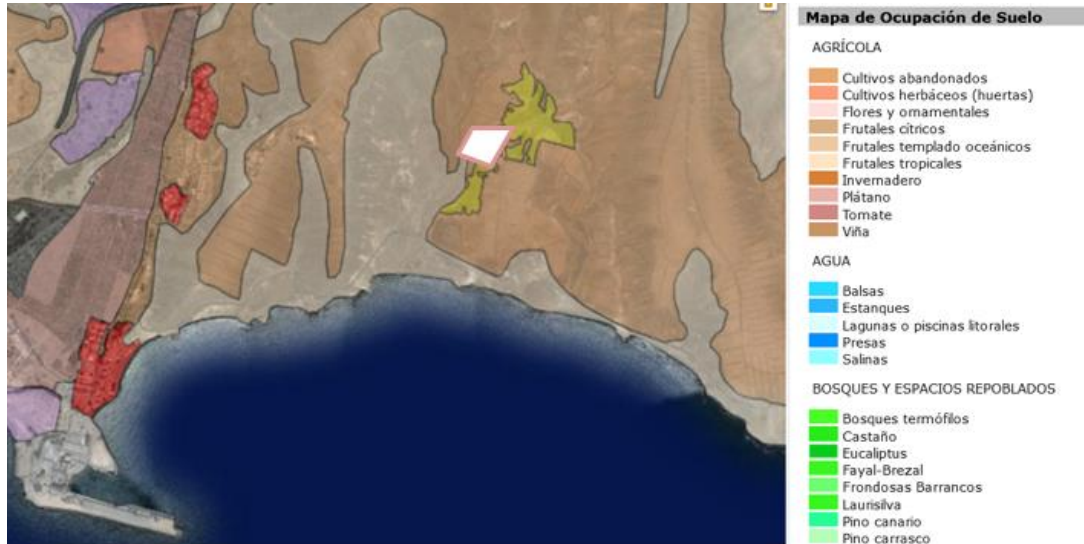


Ilustración 69 – Mapa de ocupación de suelo en el ámbito de la E.C. El Llanillo – [4]

No presenta un potencial problema para el terreno. Tiene fácil acceso para maquinaria de construcción, gracias a la carretera cercana.

- Vegetación:



Ilustración 70 – Mapa de vegetación en el ámbito de la E.C. El Llanillo – [4]

La vegetación terrestre de la franja se compone de matorral nitrófilo desértico, sin interés medioambiental especial.

- Hábitats naturales de Interés Comunitario:



Ilustración 71 – Mapa de Hábitats naturales de Interés Común en el ámbito de la E.C. El Llanillo – [4]

En rojo, una especie de matorral endémico, Tabaiba-Cardonal que se debe conservar.

Como zonas protegidas por la Red Natura 2000:

- Zonas de Especial protección para Aves (ZEPA):



Ilustración 72 – Mapa de ZEPA en el ámbito de Gran Canaria – [4]

No se influye con zonas importantes para aves.

- Zona de Especial Conservación (ZEC):

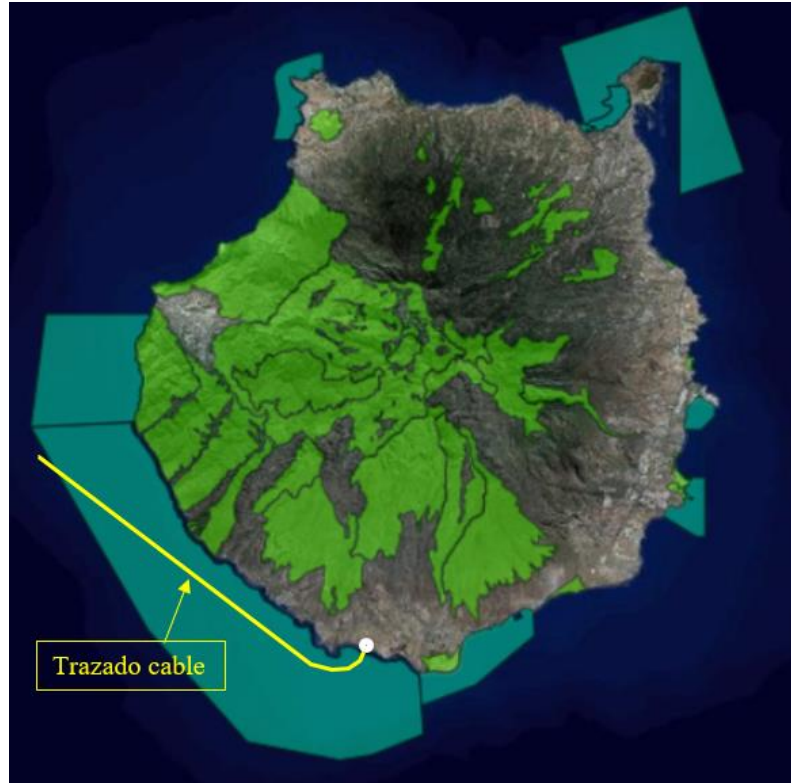


Ilustración 73 – Mapa de ZEC en el ámbito de Gran Canaria – [4]

En el caso del tramo submarino sobre la plataforma insular de Gran Canaria estaría cruzando la ZEC 33_GC.

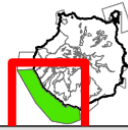
Nº ZEC	Denominación		
33_GC	Franja marina de Mogán		
Ref. actual LIC	Ámbito	Isla	
ES7010017	Marítimo	Gran Canaria	
Hábitats o especies que motivan la declaración			Normas de Protección
- Hábitats de especies: 1224 * Caretta caretta 1349 Tursiops truncatus 1349 Tursiops truncatus - Hábitats naturales: 1110 Bancos de arena cubiertos permanentemente por agua marina poco profunda			Decreto 151/2001, de 23 de julio, por el que se crea el Catálogo de Especies Amenazadas de Canarias. BOC 097 miércoles 1 de agosto de 2001. Orden de 13 de julio de 2005, por la que se determinan los criterios que han de regir la evaluación de las especies de la flora y fauna silvestres amenazadas. BOC 143, de 22/07/2005.

Ilustración 74 – Ficha descriptiva de ZEC 33_GC – [23]

Habitan especies amenazadas en la zona y es importante para el proyecto suponer el mínimo impacto en esta área. Una vez se realice el soterramiento en el lecho marino del cable, el terreno podrá recuperar la flora y fauna.

- Lugares de Importancia Comunitaria (LIC):



Ilustración 75 – Mapa de LIC en el ámbito de Gran Canaria – [4]

No hay ninguna zona LIC en la isla.

Se realizará el mismo análisis para la terminal de Tenerife. La E.C. Granadilla (Área blanca), se construiría sobre un terreno industrial apto para la obra, marcado como zona de extracción de material según el visor Grafcan. No existe ningún tipo de vegetación en la franja.

- Ocupación de suelo:

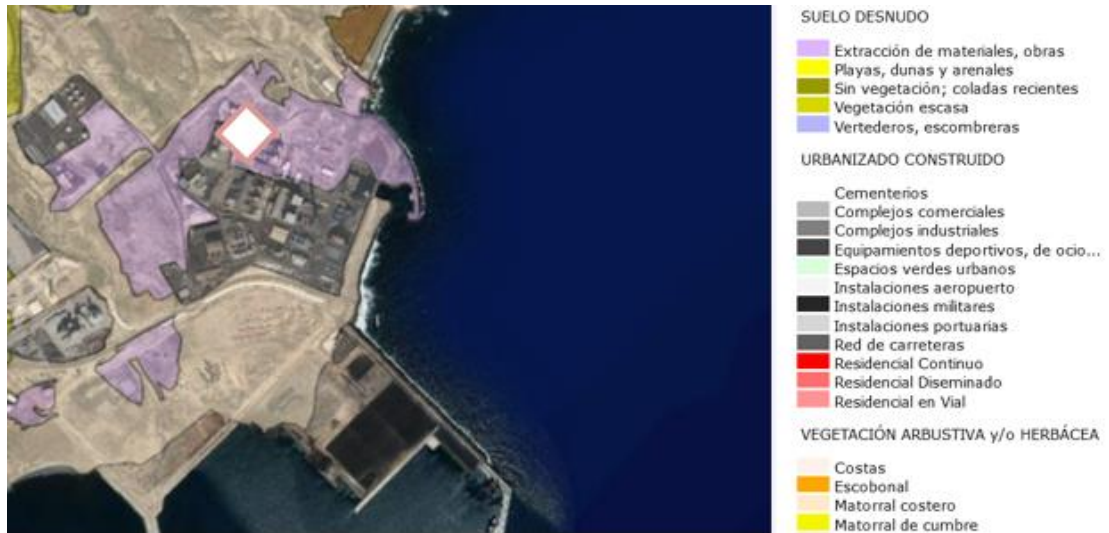


Ilustración 76 – Mapa de ocupación de suelo en el ámbito de la E.C. Granadilla – [4]

Las infraestructuras de las instalaciones de la central facilitarían el acceso a la obra, por lo que no habría que alterar más terreno del debido

- Hábitats naturales de Interés Comunitario



Ilustración 77 – Mapa de Hábitats naturales de Interés Común en el ámbito de la E.C. Granadilla –

[4]

El terreno colinda con un área de matorral endémico, sin introducirse.

Como zonas protegidas por la Red Natura 2000:

- Zonas de Especial protección para Aves (ZEPA):



Ilustración 78 – Mapa de ZEPA en el ámbito de Tenerife – [4]

No se afecta a ninguna ZEPA.

- Zona de Especial Conservación (ZEC):



Ilustración 79 – Mapa de ZEC en el ámbito de Tenerife – [4]

No se interfiere con ninguna ZEC.

- Lugares de Importancia Comunitaria (LIC):



Ilustración 80 – Mapa de LIC en el ámbito de Tenerife – [4]

No existen zonas LIC en el ámbito de Tenerife.

Otros impactos:

- Impacto visual: el impacto visual se les atribuye sólo a las estaciones de conversión, que no suelen superar los 10 km² y no medir más de 20 metros de altura. Estas estaciones se adornan con pinturas que disminuyan el impacto paisajístico.
- Impacto acústico: se da en la fase de construcción de la estación, donde el sonido no supone sobrepasar límites de decibelios. En la fase de servicio, el ruido que produce la apararmenta es despreciable.
- Impacto en playas: no se da ningún impacto en playas ya que la técnica de perforación dirigida horizontal se produce a una profundidad considerable con tal de no influir.
- Impacto en actividad pesquera: la interconexión submarina no tiene efecto sobre la pesca en alta mar, ya que como el cable irá enterrado, cual técnica de pesca de arrastre u otro tipo no dañará la tecnología.
- Impacto en actividad portuaria: al estar soterrado el cable a considerada profundidad, no se influye con el tránsito marítimo.
- Impacto sobre otros cables submarinos: este impacto es especialmente interesante, ya que, en la actualidad, el archipiélago se encuentra completamente interconectado con cables de telecomunicaciones.

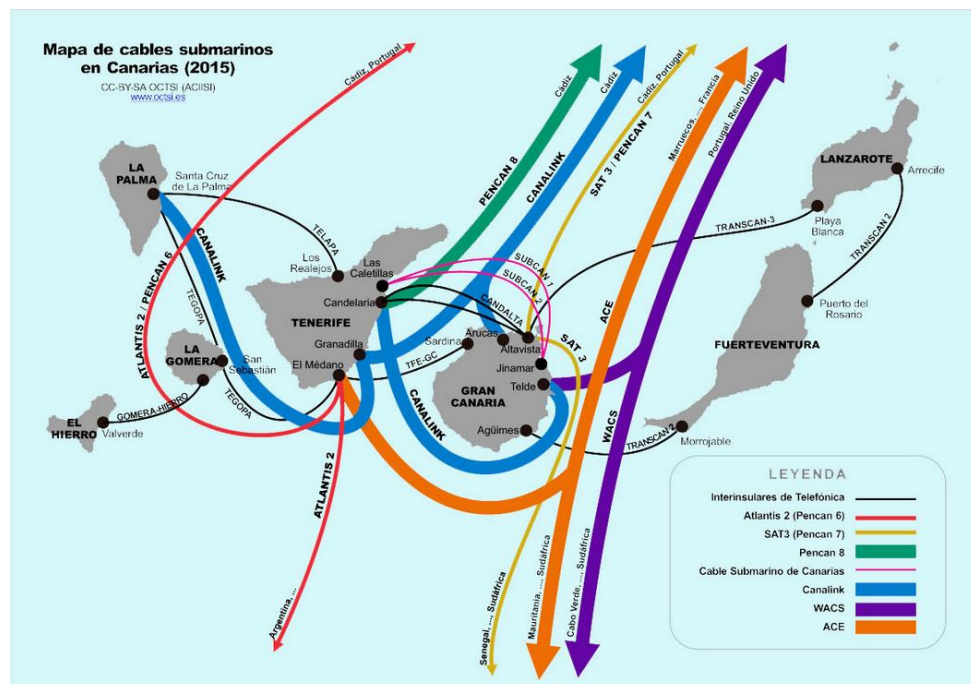


Ilustración 81 – Mapa de cables submarinos de telecomunicaciones en Canarias – [24]

Estos cables de fibra óptica, al igual que los cables de potencia, se entierran unos metros en el fondo marino y como se aprecia en la Figura X, el cable Canalink tiene un punto de interconexión en Granadilla. A la hora de tender el cable de este proyecto, se tendrá que tener en cuenta los trazados de estos otros y evitar distancias cortas en los cruces, para que no exista interferencias entre tecnologías.

8.3 MEDIDAS COMPENSATORIAS

A modo de conclusión del apartado anterior, el proyecto tiene un impacto ambiental relativamente bajo, interfiriendo únicamente con una Zona de Especial Conservación, la ZEC 33_GC. Esta zona es la más frágil de la interconexión y por ello, se debe plantear medidas compensatorias a la intervención que se realiza en el medio, con tal de remediar los posibles daños. Ejemplos de propuestas compensatorias podrían ser:

- Seguimiento de la franja afectada por la interconexión, con intención de conseguir la restauración completa de la fauna y flora.
- Controlar vertidos, tanto legales como ilegales, de la zona para conservar la salud de la zona.
- Financiar el estudio de especies marinas de la zona, ayudando a identificar posibles nuevas especies amenazadas.
- Eliminar especies invasoras que puedan darse.

Capítulo 9. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Las conclusiones de las diferentes actividades han demostrado que el proyecto es viable tanto técnica como económicamente. Los beneficios de este proyecto son considerables y las pérdidas son pequeñas. El modelo de la interconexión ha demostrado aumentar la eficiencia y robustez de los dos sistemas aislados y alcanzar un impacto mínimo sobre el terreno, que no resulta irreparable. Esta interconexión también tiene impactos positivos sobre el medio ambiente, como se ha visto, ya que, ayuda a avanzar hacia el modelo energético sostenible.

Es indudable que este proyecto se hará realidad algún día, solo queda esperar a que se dé un paso adicional hacia la energía limpia.

Para trabajos futuros, sería interesante centrarse en el modelo en PSS®E y desarrollarlo más para realizar estudios eléctricos más completos.

Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Rodríguez Bordón, J. D. “Estudio sobre las interconexiones eléctricas de los sistemas eléctricos de las Islas Canarias.”, ResearchGate, November 2011.
https://www.researchgate.net/publication/262934554_Estudio_sobre_las_interconexiones_de_los_sistemas_electricos_de_las_Islas_Canarias
- [2] REE. “Interconexión eléctrica submarina Península-Ceuta”, Red Eléctrica, June 2016.
https://mail-attachment.googleusercontent.com/attachment/u/0/?ui=2&ik=6a440a7b91&attid=0.1&permmsgid=msg-f:1735871901483811125&th=18170e4c1f864135&view=att&disp=safe&realattid=f_14i80fak0&sadbat=ANGjdJ_GioVMMbGCW6qVgEQ_Ad6VNqWRPDnDDmPTbAkFYAxoNkZVVM_DlfSI3ZkaG2hwhoLhmWC3NDOoagE6pibdDNUVvm9b1k0hL2eFfc13c9PbsABvcrapz8FWH_XBCVeuoQFz_YaBIKwLvCf_XoMCCBGpTjwNvoE8ENkq-v82eseZc0xkiYrWRAsGTuokd4LoKuHfKaNfcNpUIBrMXjmue1gbuJn_XwuPn6f18itGP69WvUf73xrJuMh1YFSmYNYyW8XCKF7d_skyc_KhgKg-pShF_fZmMZh08LxpReq6wPw_NvixTDeTqXVK53A3LVFxbAI5TNn4I5c8sO9H0vQBqSJLYCyoAY5UUGDK3Ru8Ao8N7gtIkUh7bKJopv0uTib72h9nXfyEU5sW_7eTLKD-T3vdEvHfpTgG15i_KjSSVvr-telQwcUDDvyoqwf-v8lyS0XLnWdhQtOp56fTbmVb3KPRgK2BWrcgLA7SQAYIIrhequvQ1BFju_ora4-3S57hc7eMSMMfu4ZthacU7JaI5RY1GFjac_1NH2FCoXCOpst-xWB9gTBYksN7UccBYah3UFkCnRs2y8SyaYnrDp5gTmlzg-rToSeK-tzSYCE3OQMI0-jwab5il-tAd4_JeFhbPYL-nqhlj1uaOqd48uH08o3DsLqYmStBkCcBVWRHu2ZUyvrH1b9_hFsGbDITOrbd15COVBBbhGUEPLjy7f7P6kzhWGk4pk1TgAm41kXyuuYyaLnLg-A8osv69ULVmrg7Qa1EsAlpeRQJrLTzVU3B7VLN7PUItVDzNrvIKVA
- [3] Prieto Monterrubio, J. “Interconexiones eléctricas submarinas”, Doc Player, June 2011.
<https://docplayer.es/5702579-Interconexiones-electricas-submarinas.html>
- [4] IDE Canarias. “Sistema de información territorial de Canarias”, Visor Grafcan.
[IDECanariasvisor 4.5.1 \(grafcan.es\)](http://IDECanariasvisor4.5.1.grafcan.es)
- [5] “Contorno grande mapa político del mundo”, Mapas del Mundo.
https://lh4.googleusercontent.com/w_d4HwoBm8Rvd8HOGDQm_czuJRsx8zTrXKd043emTIWKNHThi8wDw_EytANesIVnwDqoC9DbIU2sGBbVNTG1xmACLxU7oWSMy91VG-KKkr7DUSQidG6ebj19Kvbk6l3D8zhanywO
- [6] Google Earth. <https://earth.google.com/web/@27.85605956,-15.72560609,520.60804001a,541265.52701086d,35y,-1.06887836h,47.30255719t,0r>
- [7] “Mar Canario”, Canarias Podemos, March 2018. <https://canarias.podemos.info/wp-content/uploads/2018/10/mar-canario.jpg>
- [8] “Aguas Jurisdiccionales Españolas-Convenio Internacional del Derecho del Mar”, Marinos, June 2018. <https://marinos.es/aguas-jurisdiccionales-espanolas-convenio-internacional-del-derecho-del-mar/>

- [9] Alonso Gutiérrez, J. “Marruecos aprueba la ampliación de su frontera marítima hacia Canarias”, ABC España, January 2020, https://www.abc.es/espana/abci-marruecos-aprueba-ampliacion-frontera-maritima-hacia-canarias-202001222111_noticia.html?ref=https%3A%2F%2Fwww.abc.es%2Fespana%2Fabci-marruecos-aprueba-ampliacion-frontera-maritima-hacia-canarias-202001222111_noticia.html
- [10] “Los fondos marinos de Canarias, vistos como nunca”, La Provincia, September 2020. <https://www.laprovincia.es/sociedad/2018/09/26/fondos-marinos-canarias-vistos-9425045.html>
- [11] Aogroot, “Batimetría de las Islas Canarias”, Arcgis, April 2014. <https://www.arcgis.com/home/item.html?id=ac4d483d2bc14e32a14d8d6429f9d56a>
- [12] “Mapa general de la sismicidad de las Islas Canarias”, Instituto Geográfico Nacional. January 2015. <https://www.ign.es/web/mapas-sismicidad>
- [13] “Singularidades del sistema canario”, REE, September 2021. <https://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario>
- [14] “Sistema Eléctrico Ibérico”, REE, January 2018. https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_iberico_2018.pdf
- [15] “Demanda de Canarias en tiempo real”, REE, May 2022. <https://demanda.ree.es/visiona/canarias/gcanaria5m/total>
- [16] Frías, P. “Transmission systems”, Sifo Comillas, May 2022. https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/3168708/mod_resource/content/4/2.4_supergrids.pdf
- [17] Dambock, J. “Crucial component in the energy transition”, Wire Draht, September 2020. <https://www.4coffshore.com/images/news/16723/16723.jpg>
- [18] Jiménez Vergara, L.C. “Diseño Conceptual y Básico de una Interconexión HVDC para un Parque Eólico Offshore”, Repositorio Uniandes, May 2014. <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/16099/u686071.pdf?sequence=1>
- [19] “Proyecto Rómulo – Estación Conversora de Morvedre”, REE, October 2012. <https://docplayer.es/docs-images/93/113679801/images/11-0.jpg>
- [20] “Skagerrak 2”, Mahonportarchive, November 2019. <https://mahonportarchive.files.wordpress.com/2019/11/nexans-skagerrak2.jpg>

- [21] “Pipeline Trenching”, Allseas, August 2015. https://allseas.com/wp-content/uploads/2015/07/02-Pipeline-protection_02-Pipeline-trenching-03-1600x1200.jpg
- [22] “ROV”, Eca Group. <https://www.ecagroup.com/media-picture/6310-2000-1121-h1000.jpg>
- [23] “Anexo 1: ZEC 33_GC”, Gobierno de Canarias.
https://www.idecanarias.es/resources/ZEC/AnexoI/ES7010017_I.pdf
- [24] “Cables submarinos en las Islas Canarias”, Gobierno de Canarias, April 2022.
<https://www.octsi.es/octsi/noticias-del-octsi/cables-submarinos-en-las-islas-canarias>
- [25] “¿Cómo son los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares?”, Energía Post, Setember 2021. <http://archivo.energiapost.com/como-son-los-sistemas-electricos-insulares-y-extrapeninsulares/>
- [26] “Información energética de Canarias”, ALGE, Setember 2021.
<https://energialaspalmasgc.es/informacion-energetica-canarias/>
- [27] de Aragón, E. “Presentado el proyecto de interconexión eléctrica submarina entre Tenerife y La Gomera” Energy News. March 2021. <https://www.energynews.es/proyecto-de-interconexion-electrica-submarina-tenerife-la-gomera/>
- [28] Rus, C. “1.500 km y a 2.700 metros de profundidad: el cable eléctrico submarino más largo del mundo conectará Israel, Chipre y Grecia” Xataka. March 2021.
<https://www.xataka.com/energia/1-500-km-a-2-700-metros-profundidad-cable-electrico-submarino-largo-mundo-conectara-israel-chipre-grecia>
- [29] “La interconexión Tenerife-La Gomera, un impulso a la transición energética en Canarias”, REE, February 2021. https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2021/02/la-interconexion-tenerife-la-gomera-un-impulso-transicion_energetica-en-canarias
- [30] “Apagón de Tenerife 2019”. Wikipedia. [Apagón de Tenerife de 2019 - Wikipedia, la enciclopedia libre](https://es.wikipedia.org/wiki/Apag%C3%B3n_de_Tenerife_de_2019)
- [31] “Gonzalez Canca, D. “Diseño de Cables Eléctricos Submarinos de Baja Emisión Magnética”, U.S., May 2015.
<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/90455/fichero/TFG+Daniel+Gonz%C3%A1lez+Canca.pdf>
- [32] “HVDC Light Cables”, ABB.
<https://library.e.abb.com/public/564b3711c060164dc1257b0c00552e50/HVDC%20Light%20power%20cables.pdf>

- [33] “Interconexión Eléctrica España-Francia”, REE, October 2017.
https://www.ree.es/sites/default/files/page/2017/10/file/Folleto_Inelfe_CAST_13oct.pdf
- [34] Esteban Fernández, I. “Metodología de cálculo de la capacidad de intercambio internacional en sistemas eléctricos”, Universidad Carlos III de Madrid, Septiembre 2012.
https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/16586/PFC_Ignacio_Esteban_Fernandez.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [35] “Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019”, Gobierno de Canarias, October 2020.
<https://www.energiagrancanaria.com/wp-content/uploads/2020/10/anuarioelectricocanarias2019-pub.pdf>
- [36] “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030”, Gobierno de España.
<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
- [37] “Transmisión HVDC”, Biblus.
<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/5221/fichero/Capitulo+2.pdf>
- [38] “Las renovables de Canarias crecen un 15,2% en 2021 en un año récord de producción eólica” REE, March 2022.
https://www.ree.es/sites/default/files/07_SALA_PRENSA/Documentos/2022/1803_NP_Avance_Canarias.pdf
- [39] “Proyecto REMO: 2ª Interconexión Eléctrica España-Marruecos”, REE.
<https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/remo.pdf>
- [40] “Mar de Canarias: Características Generales”, Gevic.
https://www.gevic.net/info/contenidos/mostrar_contenidos.php?idcat=22&idcap=95&idcon=548
- [41] “La subestación de Santa Águeda da el primer empujón al proyecto de Chira-Soria”, Canarias Ahora, October 2016. https://www.eldiario.es/canariasahora/energia/subestacion-santa-agueda-proyecto-chira-soria_1_3791468.html

Capítulo 11. ANEXOS

11.1 ANEXO 1: ALINEACIÓN CON LOS ODS

El ODS principal de este proyecto es el Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.

Al dejar de depender de sistemas de generación convencionales y del alto precio de sus combustibles fósiles importados, gracias a una generación renovable local, el coste de esta energía disminuye considerablemente, haciéndola más asequible para todos los habitantes de las islas. Adicionalmente, la emisión de CO₂ del archipiélago se vería reducida considerablemente. Sin la interconexión entre las islas, este hecho será complicado de hacerse realidad.

Como objetivos adicionales:

-Objetivo 8: Promover el crecimiento económico inclusivo y sostenible, el empleo y el trabajo decente para todos.

Este tipo de proyectos implica grandes inversiones económicas con despliegues tecnológicos de gran tamaño que requieren una amplia banda de especialistas, técnicos y operarios tanto en el dominio marino como terrestre. Canarias es la comunidad autónoma de España con el Producto Interior Bruto per cápita más bajo y con la segunda mayor tasa de paro, con un sistema económico dependiente mayoritariamente del sector turístico. Por otro lado, las islas tienen un gran potencial en cuanto a recurso energético renovable, con altos ratios de radiación solar y viento al año que se debería aprovechar para diversificar su economía. La involucración de empresas canarias en los diferentes procesos del proyecto supone un beneficio económico para las islas muy atractivo. Cabe mencionar que existe un beneficio para la sociedad canaria, dado que la demanda de trabajadores y técnicos esenciales en las diferentes áreas del proyecto podrían ser formados y reclutados localmente.

-Objetivo 14: Conservar y utilizar sosteniblemente los océanos, los mares y los recursos marinos

El impacto medioambiental de esta interconexión eléctrica en las secciones marinas, se limitará a la fase de tendido de cable en la que mediante las técnicas de ‘jetting’ y ‘trenching’ el conductor quedará soterrado, procurando dañar o alterar el fondo marino lo menos posible y dando pie a una restauración natural. Una vez finalizado este proceso, la estructura no comprometerá la calidad de vida de la fauna y flora marina local. Este aspecto es de vital importancia para la realización del proyecto, ya que la base de esta interconexión no solo es cumplir los objetivos planteados a nivel energético, sino promover el crecimiento azul establecido por la Unión Europea y el desarrollo humano sostenible y sustentable con el medio ambiente.