

# Trabajo Fin de Máster

Titulación: Máster Universitario en Sistemas de Energía Eléctrica

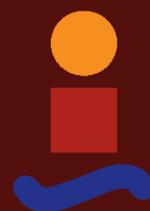
## Viabilidad de la interconexión de un parque eólico offshore con varios países mediante HVDC

Autor: Hermenegildo Cazalla Colmenero

Tutores: Catalina Gómez Quiles y Jesús Manuel Riquelme Santos

**Dpto. de Ingeniería Eléctrica**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Máster

Titulación: Máster Universitario en Sistemas de Energía Eléctrica

# Viabilidad de la interconexión de un parque eólico offshore con varios países mediante HVDC

Autor:

Hermenegildo Cazalla Colmenero

Tutores:

Catalina Gómez Quiles

Jesús Manuel Riquelme Santos

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Máster: Viabilidad de la interconexión de un parque eólico offshore con varios países mediante HVDC

Autor: Hermenegildo Cazalla Colmenero

Tutores: Catalina Gómez Quiles  
Jesús Manuel Riquelme Santos

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

# Resumen

---

En este trabajo se analizan unos escenarios futuros en los que se determina la oferta de compra y venta de energía eléctrica de Francia y Gran Bretaña. Para estos países se van a estudiar diferentes casos de interconexión entre ellos, en los que entra en juego un parque offshore que puede estar conectado a uno de los dos países anteriores o a ambos.

A partir de un software que simula el mercado eléctrico se obtienen los resultados de casación promedio mensual de estos países. Estos resultados se utilizan para realizar comparaciones entre los escenarios y estudiar la viabilidad de cada uno de ellos.

# Abstract

---

This work analyzes future scenarios in which the offer to buy and sell electric power in France and Great Britain is determined. For these countries, different interconnection cases are studied, in which an offshore wind farm comes into play, being connected to one of the two previous countries, or to both of them.

The monthly average matching results for these countries are obtained from a software which simulates the electricity market. These results are used to make comparisons between the different scenarios and to study their feasibility.

# Contenido

---

<b>Resumen</b>	<b>4</b>
<b>Abstract</b>	<b>5</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>8</b>
1.1 <i>Contexto Energético Actual</i>	8
1.1.1 Acuerdo de París 2015	8
1.1.2 Objetivos a largo plazo de la UE	9
1.1.3 Energías renovables	11
1.1.4 Diseño del Mercado Eléctrico	16
1.1.5 Interconexiones	19
1.2 <i>Procedimiento</i>	22
<b>2. Metodología</b>	<b>25</b>
2.1 <i>Escenarios de 2040 propuestos por ENTSOE</i>	26
2.1.1 Descripción de Escenarios	27
2.1.2 Determinación del precio de combustible y carbono	30
2.1.3 Demanda de electricidad	30
2.2 <i>Datos obtenidos de ENTSOE</i>	31
2.2.1 Precios de los combustibles en 2040 propuestos por ENTSOE	31
2.2.2 Demanda de energía propuesta por ENTSOE en 2040	32
2.2.3 Potencia instalada por tecnología en 2040 propuesta por ENTSOE.	33
2.3 <i>Software del algoritmo de casación simple</i>	35
2.3.1 Fichero ATC	36
2.3.2 Fichero COMPRA	37
2.3.3 Fichero VENTA	38
2.4 <i>Generación y potencia instalada en Francia y Gran Bretaña en 2018</i>	39
2.4.1 Generación horaria real en Francia y Gran Bretaña en 2018	39
2.4.2 Potencias instaladas en 2018	40
2.5 <i>Obtención de los datos que se introducen en el software de casación</i>	42
2.5.1 Fichero COMPRA	42
2.5.2 Fichero VENTA	43
2.6 <i>Estudios de rentabilidad</i>	45
2.6.1 Bienestar social/Welfare	46
2.6.2 Rentabilidad de la inversión del parque offshore	47
2.6.3 Rentabilidad de la inversión del parque offshore y las líneas de conexión HVDC con Francia y Gran Bretaña.	48
<b>3. Resultados obtenidos</b>	<b>50</b>
3.1 <i>Comparación entre países de la energía total de compra, venta y de exportación para un mismo escenario</i>	50
3.1.1 CASO OFFSHORE	50
3.1.2 CASO: SINOFFSHORE	54
3.1.3 CASO OFFSHORE – 1	54
3.1.4 CASO OFFSHORE – 2	55
3.2 <i>Comparación entre los casos de la energía total de compra, venta y de exportación para un mismo escenario.</i>	56
3.2.1 ESCENARIO DG	56
3.3 <i>Comparación del Bienestar Social (Welfare).</i>	58
3.3.1 OFFSHORE	58

3.3.2	BENEFICIO DE TENER HVDC Y EL PARQUE OFFSHORE	59
3.4	<i>Rentabilidad del parque offshore desde el punto de vista del inversor</i>	60
3.5	<i>Rentabilidad del parque offshore y líneas HVDC desde el punto de vista del inversor</i>	63
<b>4.</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>67</b>
4.1	<i>Líneas de Actuación futura y mejora.</i>	68
<b>5.</b>	<b>REFERENCIAS</b>	<b>69</b>
<b>6.</b>	<b>ANEXO</b>	<b>71</b>
6.1	<i>Fichas resumen exportadas por el software</i>	71
6.1.1	Caso 1 – Offshore	71
6.1.2	Caso 2 – Offshore – 1	72
6.1.3	Caso 3 – Offshore – 2	74
6.1.4	Caso base – Sin Offshore	75
6.2	<i>Comparación entre países de la energía total de compra, venta y de exportación para un mismo escenario</i>	77
6.2.1	CASO OFFSHORE	77
6.2.2	CASO: SINOFFSHORE	79
6.2.3	CASO: OFFSHORE - 1	83
6.3	<i>Comparación entre los casos de la energía total de compra, venta y de exportación para un mismo escenario.</i>	87
6.3.1	ESCENARIO DG	87
6.3.2	ESCENARIO GCA	90
6.3.3	ESCENARIO ST	94
6.4	<i>Comparación del bienestar</i>	98
6.4.1	SINOFFSHORE	98
6.4.2	OFFSHORE – 1	99
6.4.3	OFFSHORE – 2	99
6.5	<i>Rentabilidad del Parque Offshore</i>	99
6.5.1	Beneficio Caso Offshore	99
6.5.2	Beneficio Caso Offshore – 1	101
6.5.3	Beneficio Caso Offshore – 2	103
6.5.4	Años de amortización del Parque Offshore en el caso Offshore	105
6.5.5	Años de amortización del Parque Offshore en el caso Offshore - 1	108
6.5.6	Años de amortización del Parque Offshore en el caso Offshore – 2	111
6.6	<i>Rentabilidad de la inversión del parque offshore y línea HVDC</i>	114
6.6.1	Beneficios desde el punto de vista del inversor	114
6.6.2	Años en amortizarse, TIR y VAN	114

# 1. INTRODUCCIÓN

---

En este trabajo se pretende estudiar la viabilidad futura de unas interconexiones entre Francia y Gran Bretaña. Antes de ello, es necesario conocer ciertos aspectos, los cuales van a ser tratados en esta introducción.

En primer lugar, es preciso situarse en el contexto energético actual, mediante el cual nos damos cuenta de la necesidad de una mejora en las energías renovables y en las interconexiones entre países. Esto es conocido a través del Acuerdo de París 2015 en el que se desarrolla una serie de puntos a cumplir. Para ello, la Unión Europea ha desarrollado unos objetivos a largo plazo, que se han tenido en cuenta para realizar este trabajo.

En segundo lugar, dentro de estos objetivos mencionados anteriormente, se encuentran las energías renovables y el diseño del mercado eléctrico (mercado eléctrico e interconexiones), bases importantes en la interconexión eléctrica de estudio en este Trabajo Fin de Máster.

Para finalizar con esta introducción, se va a realizar un breve resumen del procedimiento llevado a cabo para realizar el estudio de viabilidad de la interconexión entre Francia y Gran Bretaña.

## 1.1 Contexto Energético Actual

### 1.1.1 Acuerdo de París 2015

El Acuerdo de París es un convenio en el que se establecen una serie de medidas para reducir las emisiones de Gases del Efecto Invernadero. Este acuerdo nace el día 12 de diciembre y es negociado durante la XXI conferencia de París sobre el Cambio Climático (COP21) por los 195 países miembros.

La línea de interconexión entre Francia y Gran Bretaña, estudio en el que se basa este Trabajo Fin de Máster, es una de las medidas posibles que se pueden realizar para contribuir con los objetivos a largo plazo establecidos por la Unión Europea. El Acuerdo de París es el punto principal e inicial de estos objetivos a largo plazo. Por tanto, esta introducción se inicia con una breve explicación de lo que trata el Acuerdo de París.

El objetivo primordial del Acuerdo de París es el de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Para conseguir este objetivo, los gobiernos desarrollaron los siguientes pactos indicados en el Artículo 2 del Acuerdo de París:

- Objetivo a largo plazo de evitar que el incremento de la temperatura media global del planeta supere los 2°C respecto a los niveles preindustriales.
- Realizar esfuerzos adicionales para que el calentamiento global no supere los 1,5°C.
- Que las emisiones globales alcancen su nivel máximo lo antes posible, reconociendo que será un proceso más largo para aquellos países que se encuentren en desarrollo.
- Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, de un modo que no comprometa la producción de alimentos.
- Elevar las corrientes financieras a un nivel compatible con una trayectoria que conduzca a un desarrollo resiliente al clima y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, cada 5 años los gobiernos deben de reunirse para establecer unos nuevos objetivos cada vez más

ambiciosos, para que los diferentes países comuniquen cómo se encuentran sus avances y para estimar los procesos hacia los objetivos a largo plazo mediante claridad y sometimiento de cuentas.

Se pretende que, con la relación establecida entre el análisis de la situación actual y las sucesivas reuniones entre gobiernos, el acuerdo sea lo bastante dinámico como para perdurar en el tiempo y garantizar una mayor ambición con el paso de los años.

La Unión Europea ha desarrollado unos objetivos a medio y largo plazo para poder cumplir con los pactos establecidos en el Acuerdo de París. A continuación, se van a comentar estos objetivos principalmente en temas eléctricos, ya que el TFM es cursado para el Máster de Sistemas de Energía Eléctrica.

Para tener un mayor conocimiento sobre el acuerdo de París se puede recurrir a las referencias [1],[2] del apartado “REFERENCIAS” del donde se amplía la información.

### 1.1.2 Objetivos a largo plazo de la UE

En este apartado se tratarán los objetivos a medio y largo plazo (2030 y 2050) que la Unión Europea establece para cumplir así con el Acuerdo de París de 2015 mencionado en el punto anterior.

La UE introduce, con el paso de los años, diferentes escenarios y estrategias para estudiar cómo sería el planeta. Dicho de otro modo, la Unión Europea se encarga de establecer una serie de objetivos que se han planteado en función de unos escenarios futuros y así contribuir a mejorar el planeta.

Actualmente hay establecidos unos objetivos fijos para 2030 que se deben de cumplir. Estos son objetivos a medio plazo, ya que podemos conocer prácticamente como se van a encontrar las diferentes energías en cada uno de los países. Dicho de otra forma, somos capaces de obtener con mayor probabilidad qué proporción de energía vamos a generar con las diferentes fuentes actuales (por ejemplo, se producirá una disminución de generación a través de nucleares y un aumento de generación a partir de renovables) y prever aquellas mejoras eléctricas (líneas, aparataje, etc.) que se van a encontrar en las redes.

Para el año 2050 solamente se comentarán las estrategias a largo plazo. Establecer unos objetivos fijos es complicado debido a la gran cantidad de años que quedan y el número de metas que previamente hay que cumplir.

Aunque los objetivos establecidos por la Unión Europea son a medio plazo (para el 2030) y a largo plazo (para el 2050), el estudio realizado en este trabajo de fin de máster se centra en una previsión de tres escenarios (escenas que muestran entre otras cosas, cuál será la cantidad de potencia instalada o demandada en el futuro) para el 2040, ya que son los últimos escenarios montados por ENTSOE (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad) y los cuales serán descritos en profundidad en el punto “METODOLOGÍA”.

Por tanto, para contribuir con el Acuerdo de París, se pasa de la apuesta 20/20/20 para 2020 a una postura más exigente para 2030. Para 2020, se establecieron los objetivos de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) un 20 %, de ahorrar el 20 % del consumo de energía y se buscaba promover las energías renovables hasta el 20%. Por ello es conocido como el objetivo del 20/20/20 para 2020, el cual llevaba a Europa hacia un camino de futuro sostenible, con una economía de pocas emisiones.

Para 2030, se actualizan estos valores comentados a los siguientes:

- Un 40 %, como mínimo, de reducción de emisiones de gases del efecto invernadero. Así, se contribuye con las medidas a largo plazo para disminuir las emisiones un 80/95%.

Para conseguirlo, se debería reducir un 43% las emisiones por parte de los sectores contenidos en el RCDE (Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE) en comparación con los niveles de 2005. Además, aquellos que no están incluidos en el RCDE deberían alcanzar una reducción de hasta el 30%.

- Al menos un 27% de generación de energía a partir de renovables.
- Mejora de la eficiencia energética de hasta un 27 % como mínimo.

Con esta perspectiva, se ayuda a contribuir con las estrategias iniciales que se tienen para el 2050.

Según las previsiones de la Comisión Europea se prevén unas inversiones de hasta 38.000 millones de euros al año hasta el 2030, principalmente en los sectores residencial y terciario. No obstante, esas inversiones se van a

ver compensadas gracias al ahorro de combustible que conllevarían.

Además, se espera un aumento del 0,15% del PIB de la UE si se cumplen estos objetivos de forma rentable.

Llevar a cabo esta serie de medidas para un gran número de países ayuda a respaldar a los inversores con una seguridad normativa y, además, coordina los esfuerzos de los países de la Unión Europea. Pero principalmente, cumplir con estas apuestas nos devuelve importantes beneficios:

- La mayoría de consumidores son capaces de tener energía asequible.
- Incremento de la seguridad del suministro eléctrico.
- Crecimiento y empleo para los ciudadanos.
- Contribuye con la salud y el medio ambiente
- Menor dependencia de importaciones de energía.

Haciendo referencia al año 2050, la comisión europea planteó una serie de estrategias en noviembre de 2018. En ellas se establece la intención de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutral.

Como ya se ha comentado anteriormente, la intención actual de la estrategia a largo plazo para el 2050 no es establecer unos objetivos, sino crear un panorama de forma que las partes interesadas, investigadores, empresarios y en general, los ciudadanos, lleven en un mismo sentido la idea de planificar, inspirarse, desarrollar industrias, negocios y puestos de trabajo, así como modernizarse en la economía, mejorar la vida de los europeos, aumentar la competitividad en mercados globales y abordar desafíos ambientales, de calidad de aire o pérdida de biodiversidad.

Para conseguir una economía neutral se necesita una actuación grupal por parte de todos los países involucrados, así como intervenir en todos los siguientes sectores:

- Eficiencia energética.
- Despliegue de renovables.
- Movilidad limpia, segura y conectada.
- Industria competitiva y economía circular.
- Infraestructura e interconexiones.
- Bioeconomía y sumideros naturales de carbono.
- Captura y almacenamiento de carbono para abordar las emisiones remanentes.

La Unión Europea ha establecido un paquete de energía limpia para contribuir con los objetivos. Es un paso importante para la unión estratégica planificada en 2015.

En este paquete, la UE establece el paso de combustibles fósiles hacia energías más limpias para cumplir con el Acuerdo de París. El paquete de energía limpia llega tras un acuerdo entre el consejo y el parlamento europeo a finales de 2018 y busca obtener beneficios tanto para el consumidor como para el medio ambiente y el punto de vista económico. Se basa en los siguientes puntos:

1. **Rendimiento energético en edificios:** Los edificios son el principal cliente de energía en Europa debido a que consumen el 40% de la energía y realizan hasta un 36% de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Es por tanto que, si se consigue obtener un mejor rendimiento energético en estos lugares, se podría contribuir enormemente a lograr los objetivos.
2. **Energía renovable:** Este tema va a tratarse posteriormente con mayor profundidad, ya que la línea de interconexión utilizada en este trabajo tiene una planta de energía renovable (parque eólico offshore) como punto de unión.
3. **Eficiencia energética:** Es otros de los objetivos ya establecidos en 2030 y que se va actualizando. Está claro que a mayor eficiencia energética mayor ahorro de energía, lo que es satisfactorio tanto para los consumidores como para el medio ambiente.

4. **Regulación de la gobernanza:** Este paquete incluye un sistema de gobernanza para la unión energética.
5. **Diseño del mercado eléctrico:** Se pretende establecer finalmente un mercado eléctrico moderno conjunto para toda la Unión Europea. Este debe ser más flexible y que integre una mayor generación a partir de energías renovables.

Este es el segundo de los puntos en los que se va a hacer más hincapié a continuación debido al objetivo principal del trabajo fin de máster. Este objetivo es el de estudiar una línea capaz de mejorar las interconexiones de países, por tanto, afectará al mercado eléctrico europeo y, por consiguiente, es importante conocerlo.

Por tanto, para el 2050 se ha realizado una estrategia hacia la neutralidad, que engloba la utilización de tecnologías modernas y realistas, la concienciación de los ciudadanos y la continuación en línea con el Acuerdo de París de mantener el aumento de la temperatura global por debajo de 2 ° C, realizando esfuerzos para mantenerlo a 1,5 ° C.

Una vez conocidos los objetivos a medio y largo plazo de la Unión Europea para satisfacer el Acuerdo de París, a continuación, se va a estudiar en mayor profundidad cómo se encuentran actualmente y cómo se prevén (mediante diferentes escenarios en el caso de las energías renovables o solamente previsiones futuras en el caso del mercado eléctrico e interconexiones) las situaciones futuras de tres puntos importantes mencionados para cumplir estos objetivos a largo plazo: energías renovables, mercados eléctricos e interconexiones. Vamos a basarnos en estos tres puntos debido a que son los tenidos en cuenta en el TFM (línea de interconexión entre dos países con un punto en común de energía renovable) para contribuir con el Acuerdo de París.

Para tener un mayor conocimiento sobre las estrategias de la unión europea se puede recurrir a las referencias [3] [4] [5] [6] [7] del apartado “REFERENCIAS” del donde se amplía la información.

### 1.1.3 Energías renovables

Durante las últimas décadas, debido al apoyo político y a los objetivos establecidos a largo plazo, se ha producido un importante incremento del consumo de energía renovable en Europa. Se ha pasado de un 9% de consumo de energía renovable, a prácticamente cumplir con el objetivo del 20 % para 2020.

Con el objetivo de convertir Europa en líder mundial de energía renovable, se fijaron los objetivos de 2030 (ya comentados anteriormente). Además, un aumento de la utilización de las energías renovables puede ser fundamental para satisfacer el Acuerdo de París de reducir a cero las emisiones de carbono para 2060. Por tanto, la utilización de energía renovable (parque offshore) en la línea de interconexión propuesta puede contribuir con los objetivos establecidos.

Para el periodo de años hasta 2030, la Comisión Europea ya estableció el paquete de energía limpia (comentado en el punto anterior) que respalda el despliegue de energías renovables.

Entrando en el apartado de energías renovables, a continuación, se va a presentar el estudio realizado por ENTSO para el 2040 (informe en el que se basa el análisis realizado en el TFM). En él se presentan los resultados de los diferentes escenarios posibles en cuanto a energías renovables para dicho año.

#### 1.1.3.1 Resultados de los escenarios para 2040 según el informe de ENTSOE

En este caso se van a desarrollar, de manera más amplia debido a ser el caso del estudio, los resultados de los escenarios establecidos por ENTSOE para 2040. Aunque posteriormente en la “METODOLOGÍA” se observarán los datos necesarios que han sido obtenidos del informe para el cálculo, en este momento se va a analizar de forma general (a nivel de la Unión Europea) cómo se encontraría el sector de la electricidad, emisiones o fuentes de energías renovables en el futuro.

El informe no solo se centra en los escenarios a estudiar de 2040 (ya que son los últimos propuestos), sino que también se obtienen resultados para escenarios de 2020 y 2030. Los escenarios de años anteriores serán mostrados en las gráficas en comparación con los escenarios de 2040.

Antes de comenzar con los resultados se van a explicar brevemente los tres escenarios para el 2040:

- **Transición Sostenible (ST):** Este escenario trata principalmente de maximizar las infraestructuras existentes con un cumplimiento de objetivos a través de la regulación nacional.
- **Generación Distribuida (DG):** Este escenario se basa en la generación a pequeña escala, cerca de los puntos de consumo y con un mayor uso de las baterías.

- **Acción Climática Global (GCA):** Por último, este escenario tiene como objetivo un desarrollo de energías renovables tanto en gas como en electricidad, basándose principalmente en la descarbonización global.

### 1.1.3.1.1 Demanda

Como se puede observar en la Figura 1, los niveles más altos de demanda se producen en el escenario de Generación Distribuida y, además, se incrementa con el paso de los años. El principal motivo del crecimiento de demanda en este escenario es debido a la utilización del vehículo eléctrico y las bombas de calor (a pesar de que un gran número de bombas de calor son híbridas y ayudan a la eficiencia).

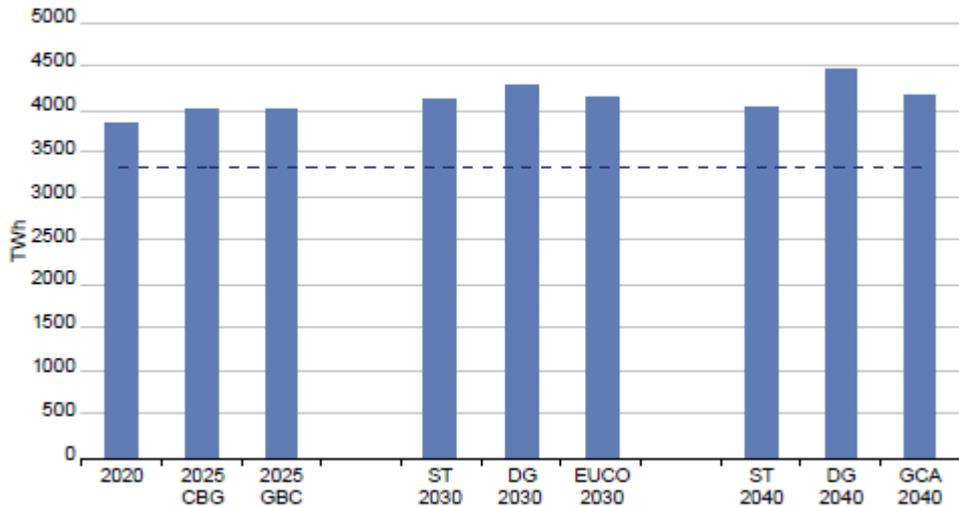


Figura 1. Demanda eléctrica. Fuente: TYNDP 2018 (\*).

(\*) Tanto en la figura anterior como en las siguientes figuras, aparecen otros escenarios para realizar una comparación de valores con el paso de los años (2020, 2025 y 2030). El año 2020 no irá acompañado de siglas debido a que indicará siempre la mejor estimación, al igual que en ocasiones el 2025. Otras veces 2025 irá acompañado de las siglas “CGB” (carbón antes que el gas) o “GBC” (gas antes que carbón) que significan el orden de mérito de un elemento antes que otro en el poder del sector. 2030 irá acompañado de tres escenarios. Dos de los escenarios ya son conocidos (Generación Distribuida y Transición Sostenible) y el tercer escenario será “EUCO”. EUCO es un escenario basado en una política central basado en modelos PRIMES y escenarios de referencia de la UE 2016 como punto de partida.

El segundo escenario con mayor demanda y con el mismo motivo es el de Acción Climática Global. Cabe destacar que esta demanda sería mayor si no fuera por el desarrollo de la eficiencia. Sin embargo, el escenario con menor demanda es el de Transición Sostenible debido al empleo de gas en la generación de energía y transporte y en el sector de la calefacción.

A continuación, en la Figura 2 se puede apreciar el crecimiento del vehículo eléctrico y bombas de calor (eléctricas e híbridas) en cada escenario. Se llega a la conclusión de que es lógico un incremento de demanda con el tiempo. Este aumento no es tan notable de un año para otro gracias a la eficiencia energética.

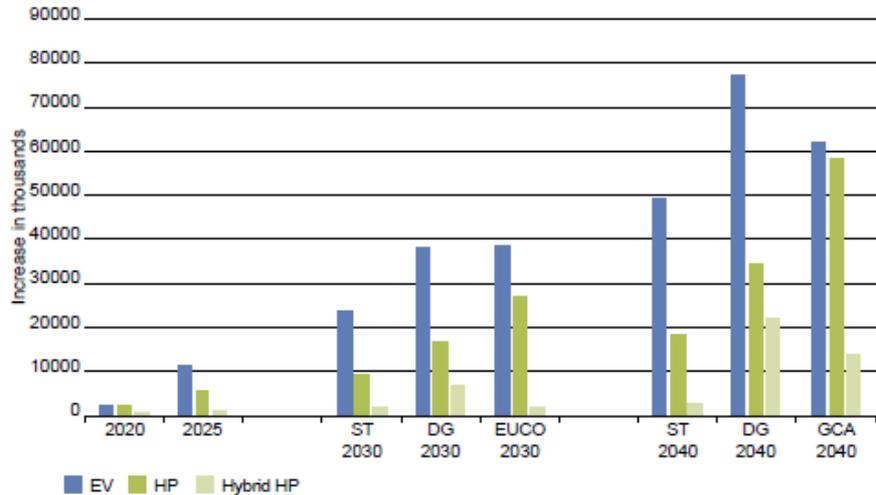


Figura 2. Crecimiento del vehículo eléctrico y bombas de calor. Fuente: TYNDP 2018.

Se puede apreciar un crecimiento exponencial del vehículo eléctrico en cada escenario, sin embargo, el crecimiento mayor se produce en el escenario de Generación Distribuida. Este hecho contribuye a que este escenario sea el de mayor demanda. El incremento del número de vehículos eléctricos es debido a que se considera un escenario con mayor crecimiento económico, y, por tanto, con mayor dinero para invertir. El escenario de Transición Sostenible es el que realiza un menor crecimiento debido al precio del gas.

El escenario con un mayor incremento de bombas de calor eléctricas es el de Acción Climática Global debido al esfuerzo por la descarbonización. De esta forma, consigue una electrificación del sector de la calefacción. Por el contrario, las bombas de calor híbridas aumentan en mayor proporción en los escenarios anteriores debido a su utilización en el vehículo eléctrico.

### 1.1.3.1.2 Suministro

A continuación, se tienen dos figuras. La Figura 3 muestra la capacidad de generación instalada por tecnologías en cada escenario en toda la Unión Europea. La Figura 4 expone la generación de electricidad neta por escenarios y fuentes.

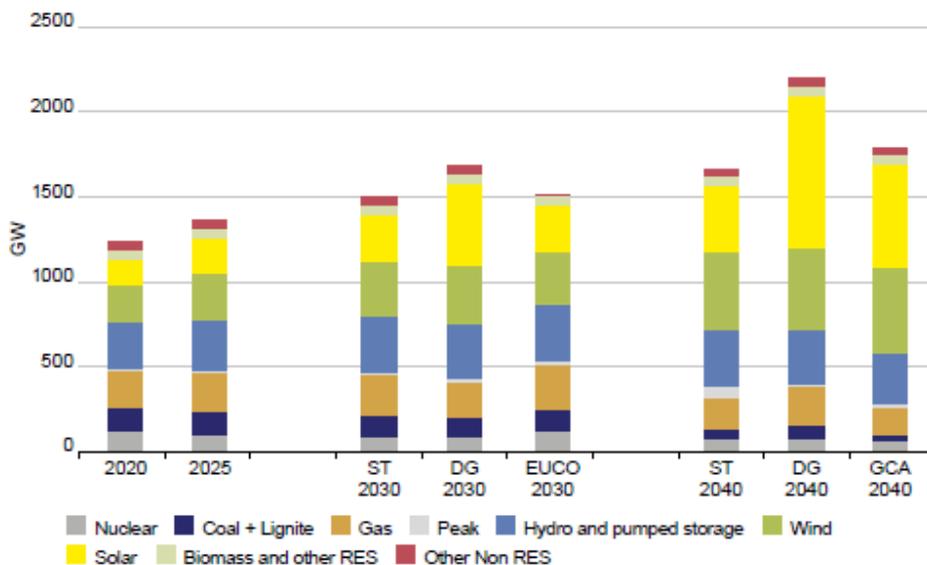


Figura 3. Capacidad de generación eléctrica instalada por tecnologías. Fuente TYNDP 2018.

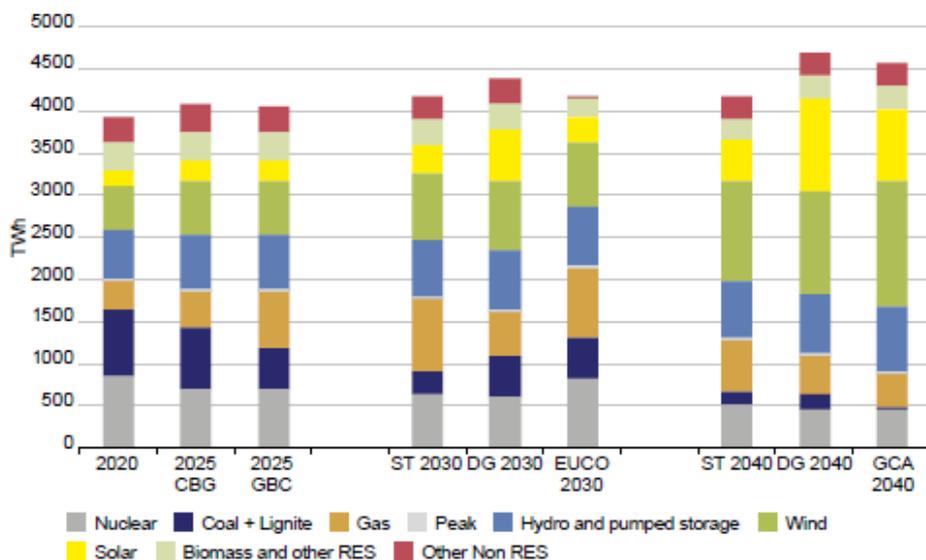


Figura 4. Generación eléctrica neta por tecnologías. Fuente: TYNDP 2018.

A partir de estos diagramas de barras se llegan a las siguientes conclusiones:

- Reducción de la energía nuclear a lo largo de los años en todos los escenarios.
- Reducción de la utilización de carbón con menor descenso en la Generación Distribuida.
- Aumento de la generación de las energías solar y eólica.
- Constante la utilización de otras renovables, biomasa e hidráulica.
- Gran variación del gas natural, según los necesarios, para equilibrar las renovables.

### 1.1.3.1.3 Incremento de fuentes de energía renovable

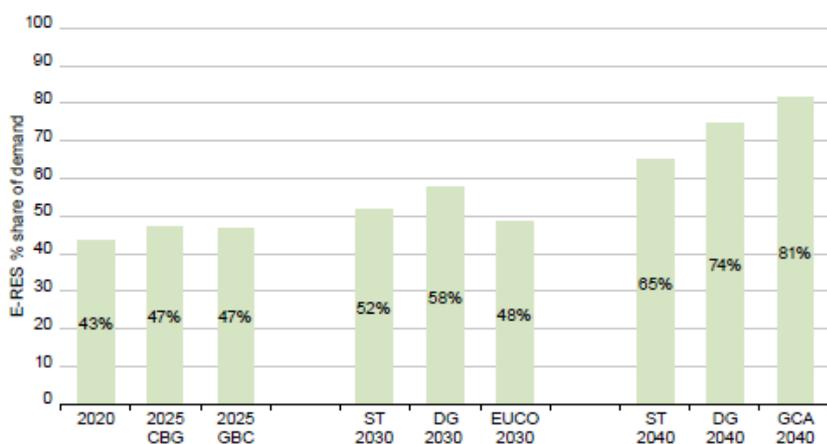


Figura 5. Incremento de energías renovables. Fuente: TYNDP 2018.

En primer lugar, en la Figura 5 se puede apreciar que el crecimiento en los primeros años no es grande. Sin embargo, se espera un incremento mayor para los escenarios de 2040.

El escenario de Transición Sostenible experimenta un cambio menor debido a la idea conservadora de energías renovables.

En relación con el escenario de Generación Distribuida, este tiene un crecimiento mayor al de Transición Sostenible, pero menor al escenario de Acción Climática Global. En él se llevan a cabo unos mayores niveles de generación solar respecto al escenario de Acción Climática Global, pero inferiores niveles de generación eólica.

El escenario con mayor incremento de generación por fuentes de energía renovables es el de Acción Climática Global. Esto se debe a que, a pesar de tener una potencia similar instalada en energía eólica y solar, su inclinación hacia el viento provoca una mayor generación.

#### 1.1.3.1.4 Emisiones de CO2.

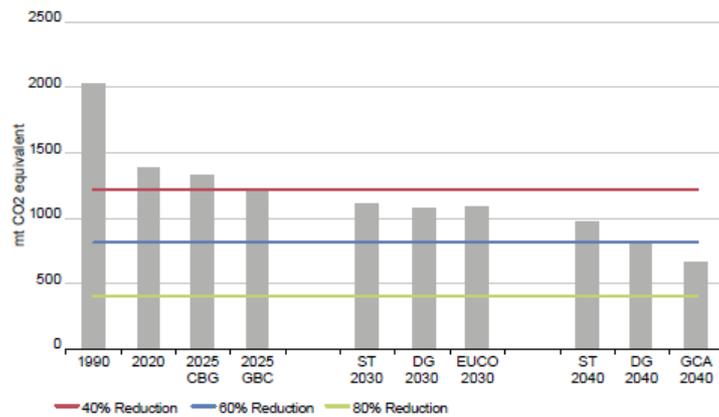


Figura 6. Reducción de emisiones de CO2. Fuente: TYNDP 2018.

Respecto a las emisiones de CO2, en la Figura 6 se puede observar su reducción con el paso de los años, contribuyendo con el Acuerdo de París. Siguiendo el planteamiento realizado, según lo esperado por IRENA y por los objetivos establecidos, para el 2050 se conseguirá una reducción del 85/90 % en reducción de emisiones.

#### 1.1.3.1.5 Coste Marginal de la Electricidad

Para finalizar con el análisis general de los escenarios de 2040 estudiados en este TFM, se van a tratar los costes marginales de la electricidad. Estos van a estar relacionados con los precios del combustible que se determinarán con posterioridad.

Debido a que se espera un gran incremento de energías renovables, las cuales tienen un coste marginal cero, el promedio del precio marginal de la electricidad disminuye.

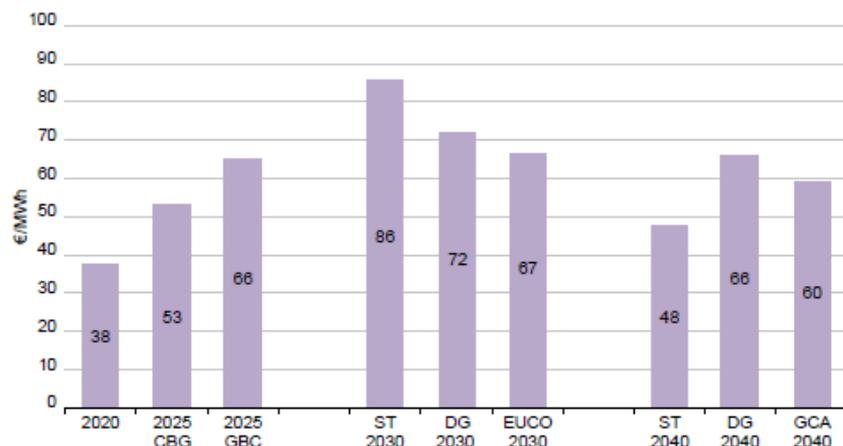


Figura 7. Costes marginales de la electricidad. Fuente: TYNDP 2018.

Se puede apreciar en la Figura 7 que los costes marginales en los escenarios de Generación Distribuida y de Acción Climática Global son mayores. Esto se debe a que son escenarios donde se considera que los precios del combustible energético son más altos a pesar de contener mayor número de energías renovables.

Para tener un mayor conocimiento sobre los escenarios futuros se puede recurrir a las referencias [8][9][10][11][21][22][23] del apartado “REFERENCIAS” del donde se amplía la información.

### **1.1.3.2 Parque Offshore**

La energía eólica marina (parques offshore) es aquella fuente de energía limpia y renovable que se obtiene al aprovechar la fuerza del viento que se produce en alta mar, donde este alcanza una velocidad mayor y más constante debido a la inexistencia de barreras. Para explotar al máximo este recurso, se desarrollan megaestructuras asentadas sobre el lecho marino y dotadas con las últimas innovaciones técnicas.

Las ventajas de los parques offshore son las siguientes:

- Es un tipo de energía renovable, inagotable y no contaminante.
- El recurso eólico que existe en el mar es mayor que en tierra.
- Al ubicarse mar adentro, el impacto visual y acústico es muy pequeño, por lo que se pueden aprovechar superficies muy extensas. Gracias a esto, los parques eólicos marinos suelen tener varios cientos de megavatios de capacidad instalada.
- La facilidad del transporte marítimo ha hecho posible que en el mar los aerogeneradores alcancen potencias unitarias y tamaños mucho mayores que en tierra.

En la actualidad, los parques eólicos marinos se ubican en aguas no muy profundas (hasta 60 metros de calado) y alejados de la costa, las rutas de tráfico marino, las instalaciones estratégicas navales y los espacios de interés ecológico.

Según el último informe de la asociación europea de energía eólica WindEurope, Eólica marina en Europa: tendencias y estadísticas clave 2018, publicado en febrero de 2019, los parques europeos tienen una profundidad media de 27,1 metros (solo un poco menos que el año anterior) y se encuentran a una distancia media de 33 kilómetros de la costa, frente a los 41 km de media registrados en el informe de 2017. Reino Unido es el país con mayor capacidad instalada en Europa, con un total de 44% de todas las instalaciones de energía eólica marina (en MW). Le siguen Alemania (34%), Dinamarca (7%), Bélgica (6.4%) y Holanda (6%).

## **1.1.4 Diseño del Mercado Eléctrico**

### **1.1.4.1 Mercado Eléctrico**

El principal inconveniente de la energía eléctrica es el almacenamiento de la misma, ya que actualmente, la tecnología de acumulación por baterías se encuentra muy limitada. Este hecho conlleva que la cantidad de energía generada por las centrales eléctricas debe ser la misma que la consumida.

Por tanto, la imposibilidad de almacenar energía nos introduce en una complejidad que hace que la electricidad la tratemos como un género que puede ser comprado, vendido y comercializado.

El mercado eléctrico es un sistema en el que se realizan ofertas de compra y venta de diversos tipos y operaciones a corto plazo, principalmente en forma de permutas financieras. El mercado eléctrico europeo se liberalizó a finales de siglo XX. Para fijar los precios se aplican los principios de oferta y demanda.

Al igual que para las energías renovables, tanto para el mercado eléctrico como para las infraestructuras (en las que engloba interconexiones) la UE también tiene diseñadas unas estrategias. En esta nueva normativa, los países de la Unión Europea están obligados a elaborar planes nacionales integrados de energía.

Esta idea de unificar aún más la energía europea es debido a puntos muy importantes:

- Seguridad, solidaridad y confianza.
- Mercado interior de energía plenamente integrado: La energía eléctrica debe de fluir por las redes libremente y sin obstáculos técnicos y reglamentarios. Con ello, se permitirá una competición libre de proveedores y un mayor impulso de energías renovables y precios.

- Eficiencia energética.
- Descarbonizar la economía

En definitiva, es muy importante el diseño de un mercado eléctrico conjunto y la mejora de interconexiones entre países.

#### 1.1.4.1.1 Price Coupling of Regions (PCR)

El PCR es una iniciativa de siete mercados europeos de electricidad: Belpex, GME, APX, EPEX SPOT, OMIE, OTE y Nord Pool Spot. El objetivo principal es el de realizar un sistema con una solución única de acoplamiento de mercados, de forma que establezca un precio único de la electricidad en toda Europa y que además, determine la capacidad transfronteriza en el día a día. Este hecho sería decisivo para lograr un mercado eléctrico europeo armonizado y así cumplir con los objetivos de la Unión Europea. Los países que forman estos mercados europeos son: Austria, Bélgica, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, los Países Bajos, Noruega, Portugal, España, Suecia, Suiza y Reino Unido. Con esta solución se espera que aumente la fluidez, eficiencia y bienestar social.

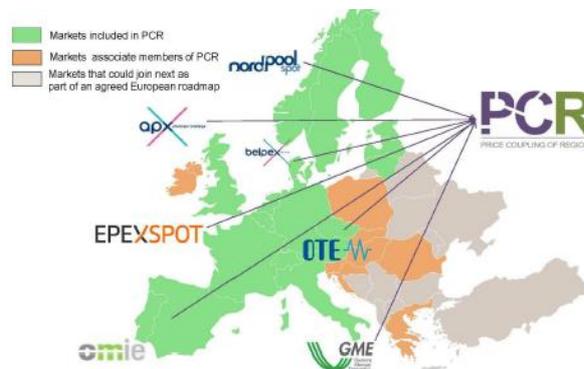


Figura 8. Países PCR. Fuente: Apuntes de la asignatura

El PCR se basa en:

- Algoritmo común, denominado Euphemia. Determina los precios diarios de la electricidad siguiendo unas características determinadas de cada mercado de energía en Europa y según las restricciones de la red. Además, asigna la energía y aumenta el bienestar general, mejorando la claridad de los cálculos de los precios y el flujo de energía.
- Operación robusta y resistente con un intercambio de datos disperso.
- Permite intercambio de pedidos anónimos y restricciones de la red eléctrica entre los intercambios de energía para calcular los precios de la zona de oferta y otros precios de referencia.

Sin embargo, actualmente, cada mercado europeo mantiene su forma de participación previa al del acoplamiento y al cambio de algoritmo. La iniciativa PCR realiza la casación de un mercado acoplado europeo, donde se reciben las ofertas de todos los agentes en cada uno de los mercados y se obtienen los precios de las distintas zonas.

Debido a que el mercado europeo de electricidad aún no es un mercado homogéneo, se van a ver las diferentes ofertas que existen en los mercados europeos dispersos que lo forman.

Cada mercado de producción de energía eléctrica tiene diferentes mercados:

- Mercados a plazo.
- Mercado diario.
- Mercado intradiario.
- Mercados de servicios de ajustes del sistema.

Este trabajo se va a centrar en un mercado diario. El objetivo del mercado diario es llevar a cabo una serie de

transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de compra y venta de energía por parte de los agentes del mercado. Estas ofertas son presentadas al Operador del Mercado (responsable de la gestión económica del sistema referida a los Mercados diario e intradiario) y serán incluidas en un procedimiento de casación para el horizonte diario del día siguiente. Este mercado diario tiene una sola sesión para cada horizonte diario, el cual se compone de 24, 23 ó 25 periodos en función de las horas del día siguiente.

El software que se va a ejecutar en este trabajo está basado en el algoritmo de Euphemia. Euphemia es capaz de manejar gran variedad de ofertas, presentes en los distintos mercados europeos. De todas estas, este software incorpora la oferta de casación simple por tramos.

A continuación, se va a presentar un resumen del conjunto de ofertas que pueden presentarse en el algoritmo de Euphemia.

En primer lugar, tenemos las ofertas simples. Estas pueden ser: Por tramos, lineales e Híbridas. Las ofertas simples pueden ser propuestas tanto por los agentes compradores como por los vendedores. Con ellas se forman dos curvas para cada una de las horas del día, una curva de ofertas de demanda y otra curva de ofertas de venta. La curva de venta se ordena de menor a mayor y la curva de demanda de mayor a menor. El punto de corte entre ambas curvas fija el precio y la energía casada.

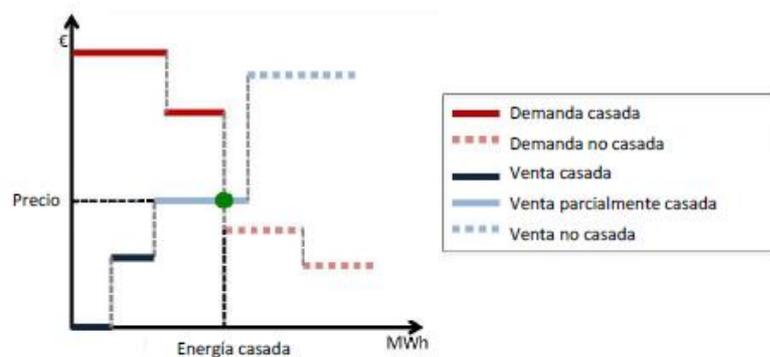


Figura 9. Ofertas Simples por tramos. Fuente: Apuntes de clase

La diferencia entre la oferta simple por tramos y lineal, es que la primera de ellas oferta unas cantidades de energía a un precio fijo, mientras que la oferta lineal, oferta una cantidad de energía con el precio mínimo y máximo a la que será aceptada.

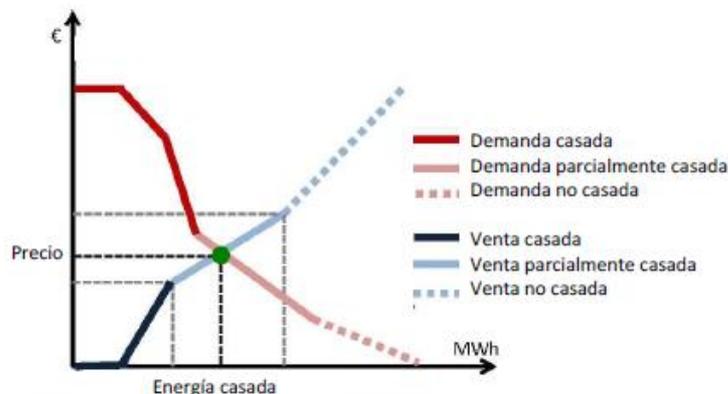


Figura 10. Oferta simple lineal. Fuente: Apuntes de clase

En segundo lugar, se encuentran las ofertas complejas de OMIE y las ofertas de bloques del resto de mercados.

Dentro de las ofertas complejas se tiene: condición de indivisibilidad, condición de variación de capacidad de producción o gradiente de carga, condición de ingresos mínimos y condición de parada programada.

Las ofertas de bloques pueden ser realizadas por parte del comprador y el vendedor e implican varias horas del día. Se caracterizan por una cantidad de energía ofertada para cada hora y el precio mínimo de aceptación. Entre las ofertas de bloques se encuentran: Ofertas “Regular Block” (bloques fijos y bloques variables), ofertas “Profile Block”, ofertas “Linked Block”, ofertas “Exclusive Blocks” y ofertas “Flexible Hourly Block”.

Para tener un mayor conocimiento sobre el mercado eléctrico se puede recurrir a las referencias [12][13][14][15][16][17] del apartado “REFERENCIAS” del donde se amplía la información.

### 1.1.5 Interconexiones

Las interconexiones son el conjunto de redes eléctricas que comunican a diferentes países y que permiten el intercambio de energía eléctrica entre ellos. La idea de realizar un Trabajo Fin de Master basado en las interconexiones entre países es debido a los beneficios que estas aportan a la red eléctrica europea y su contribución con los objetivos a largo plazo de la Unión Europea.

Es necesario el crecimiento de la infraestructura europea eléctrica, ya que contribuye con un mayor respaldo instantáneo de seguridad del suministro debido a que da funciones de apoyo a sistemas vecinos.

Gracias a estas interconexiones, el sistema eléctrico europeo es el sistema más robusto y seguro del mundo, ya que aportan una mayor estabilidad y garantía de la frecuencia en los sistemas interconectados y proporcionan un mejor aprovechamiento de las energías renovables.

Otra de las ventajas de las interconexiones es el aumento de la eficiencia de los sistemas interconectados. Se realizan intercambios comerciales diariamente gracias a las capacidades de las líneas, aprovechando la diferencia de precios entre los diferentes sistemas eléctricos. Esto implica utilizar tecnologías más eficientes (energías renovables) fluyendo la energía eléctrica desde las zonas más baratas hacia las más caras. Por tanto, este hecho obliga a los agentes de los países a ser más competitivos y ayuda al Mercado Interior de la Electricidad en Europa (MIE) a cumplir el objetivo de integración de los mercados existentes en uno.

En la Figura 11 se muestra el sistema eléctrico europeo. Se puede observar cómo destacan las líneas rojas, verdes y amarillas caracterizando las líneas de 380-400 kV, 220 kV y 330-330 kV respectivamente. Además, se pueden identificar las interconexiones europeas en corriente continua, a partir de las líneas moradas, y en corriente alterna, que son más difíciles de apreciar.

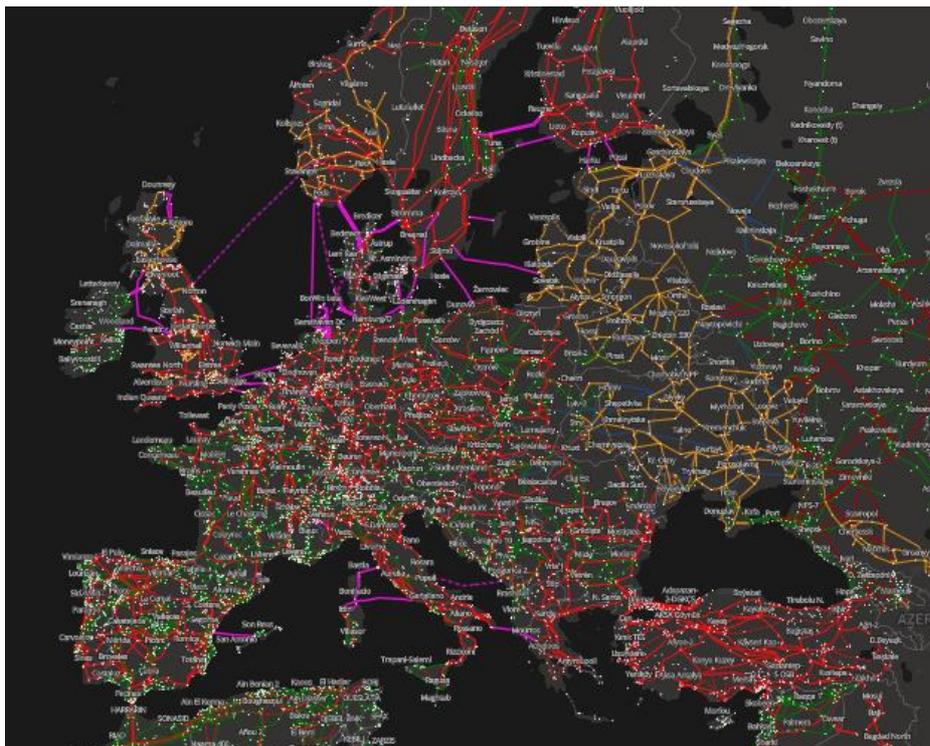


Figura 11. Redes eléctricas europeas. Fuente: ENTSO-E

Uno de los datos más importantes para el intercambio de energía eléctrica entre países es la capacidad de intercambio que tiene la infraestructura. Esta se define según REE como “el valor máximo de potencia eléctrica instantánea que se puede importar o exportar entre dos sistemas eléctricos manteniendo los criterios de seguridad de cada uno de ellos”. Para obtener dicho cálculo, debe existir una comunicación entre ambos países vecinos y tener un conocimiento acerca de las previsiones de generación, demanda y posibles mantenimientos de las instalaciones. Además, es necesario realizar una simulación teniendo en cuenta posibles fallos de elementos de la red.

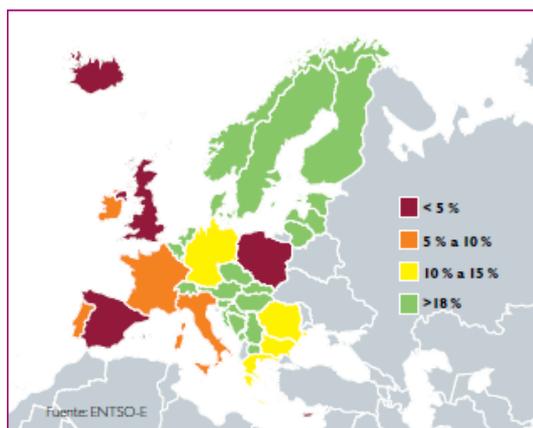


Figura 12. Ratio de interconexión 2011. Fuente: REE.

Como se puede observar en la Figura 12, en el año 2011 países como España, Francia, Portugal, Gran Bretaña o Italia se encontraban con una capacidad de intercambio de energía menor al 10 % en algunos países e incluso menor al 5 % en otros. Este hecho no nos permitía beneficiarnos de las ventajas de las interconexiones vistas anteriormente.

Sin embargo, la Unión Europea estableció unos objetivos mínimos para 2020 en el año 2002. Se estableció que los Estados Miembros deberían de alcanzar al menos un 10 % del ratio de interconexión.

En la Figura 13 se muestran los ratios de interconexión para este año 2020. Se puede apreciar que la mayoría de países de la Unión Europea cumplen con los objetivos establecidos en el año 2002. Entre estos países se encuentran Francia y Gran Bretaña (países de estudio en este trabajo) con un porcentaje entre el 10 y el 15 %.

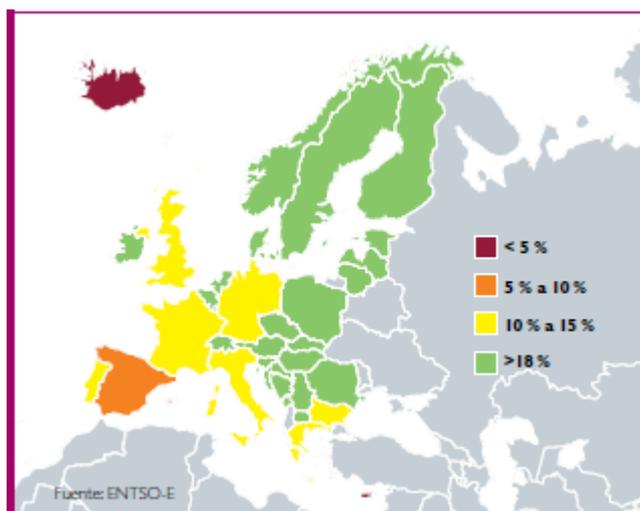


Figura 13. Ratio de interconexión 2020. Fuente: REE.

El mercado de electricidad de Gran Bretaña actualmente tiene 4GW de capacidad de interconexión:

- 2GW a Francia (IFA)
- 1GW a los Países Bajos (BritNed)
- 500MW a Irlanda del Norte (Moyle)
- 500MW a la República de Irlanda (Este Oeste).

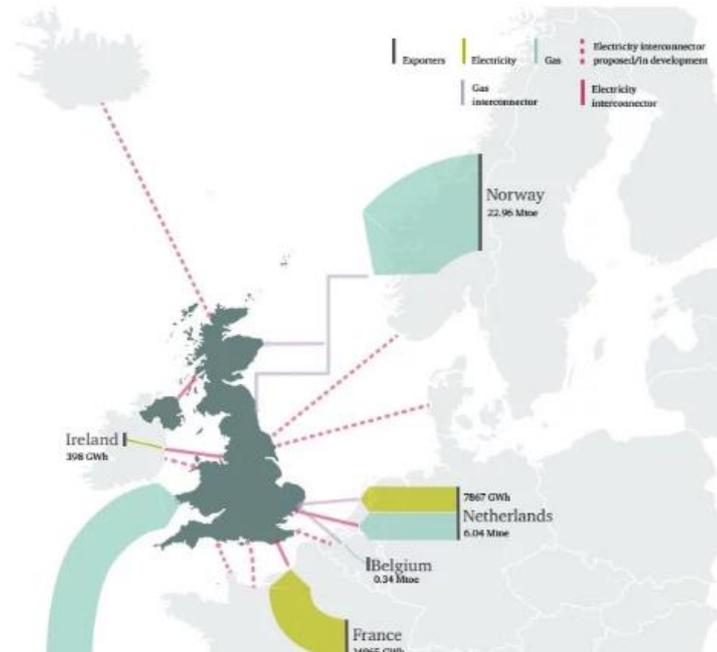


Figura 14. Interconexiones en Gran Bretaña

La red francesa de transmisión de electricidad está conectada a las redes de otros seis países europeos: Reino Unido, Bélgica, Alemania, Italia, España y Suiza. Después de la puesta en marcha, en octubre de 2015, de la interconexión Baixas - Santa Llogaia con España, Francia tiene una capacidad comercial de 9.8 GW para exportación y 6.2 GW para importación con el Reino Unido, Suiza, Italia y España. En 2017, negoció hasta 7 GW por exportaciones y 9,2 GW por importaciones con Bélgica y Alemania.

Las interconexiones francesas se usan bien. Los volúmenes de importación (35,6 TWh) y de exportación (74 TWh) aumentaron en 2017. El aumento particularmente marcado de las importaciones se debe en gran medida a la ola de frío y la falta de disponibilidad de las centrales nucleares francesas durante invierno 2016-2017. Si Francia conserva su estatus histórico como exportador, los resultados difieren según los países con los que Francia está interconectada (ver mapa). Por lo tanto, Francia presenta un saldo neto de importadores frente a la región centro-oeste de Europa (CWE), es decir, en las fronteras con Bélgica y Alemania, pero un saldo neto de exportadores para todos sus demás vecinos. Las tasas de utilización de la capacidad de interconexión con los países que se benefician del acoplamiento del mercado con Francia son relativamente altas,

La CRE ha aprobado cuatro nuevas interconexiones que se pondrán en servicio en los próximos años: IFA 2 y Eleclink con el Reino Unido, Saboya-Piamonte con Italia, el Golfo de Vizcaya con España.

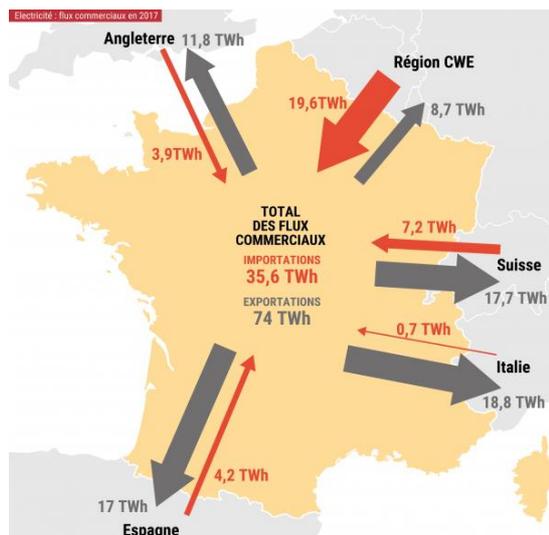


Figura 15. Interconexiones en Francia.

Para tener un mayor conocimiento sobre las interconexiones se puede recurrir a las referencias [18][19][20] del apartado “REFERENCIAS” del donde se amplía la información.

## 1.2 Procedimiento

En este trabajo se va a realizar un estudio de viabilidad sobre una interconexión (unión de dos países con una línea eléctrica para intercambiar energía) entre Gran Bretaña y Francia a partir de diferentes casos planteados:

- Interconexión de ambos países solamente a partir de la línea eléctrica que los une.



Figura 16. Interconexión Francia y Gran Bretaña.

- Interconexión de ambos países y además, la unión de estos a partir de una línea HVDC con un parque offshore.

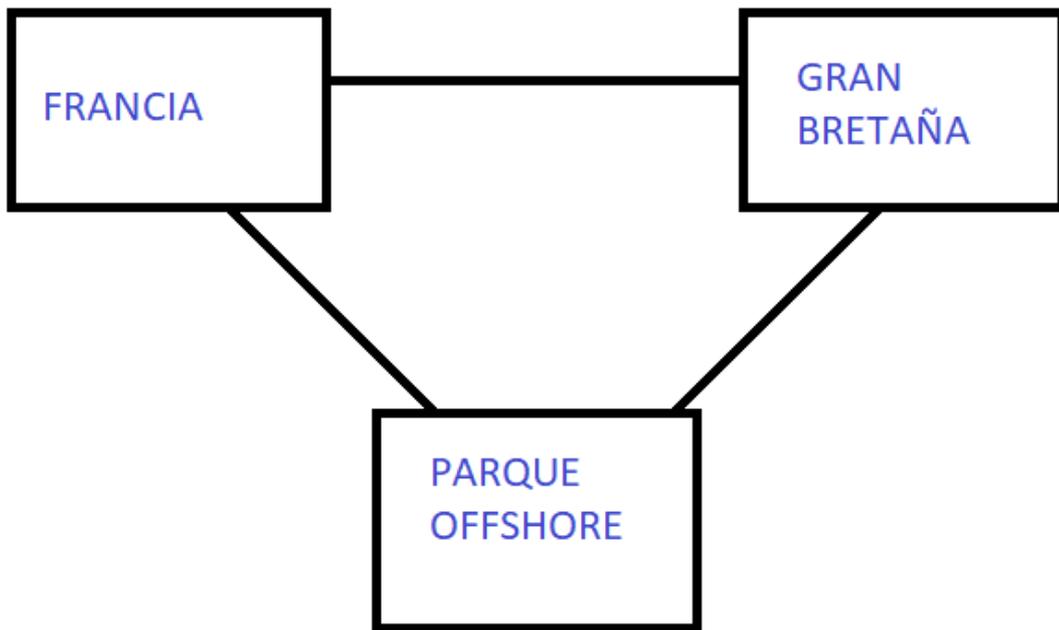


Figura 17. Interconexión de ambos países con la incorporación de otra línea que une a estos países con un parque offshore.

- Interconexión de ambos países y además, un solo país conectado al parque offshore.

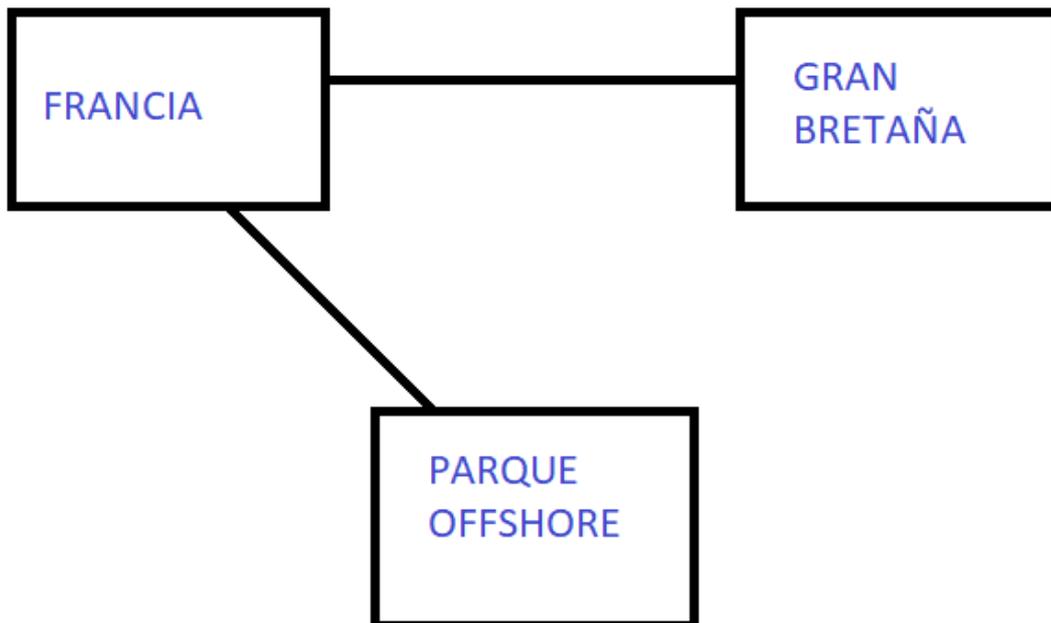


Figura 18. Interconexión de ambos países y además Francia conectado al parque offshore.

- Interconexión de ambos países y, además, el otro país conectado al parque offshore.

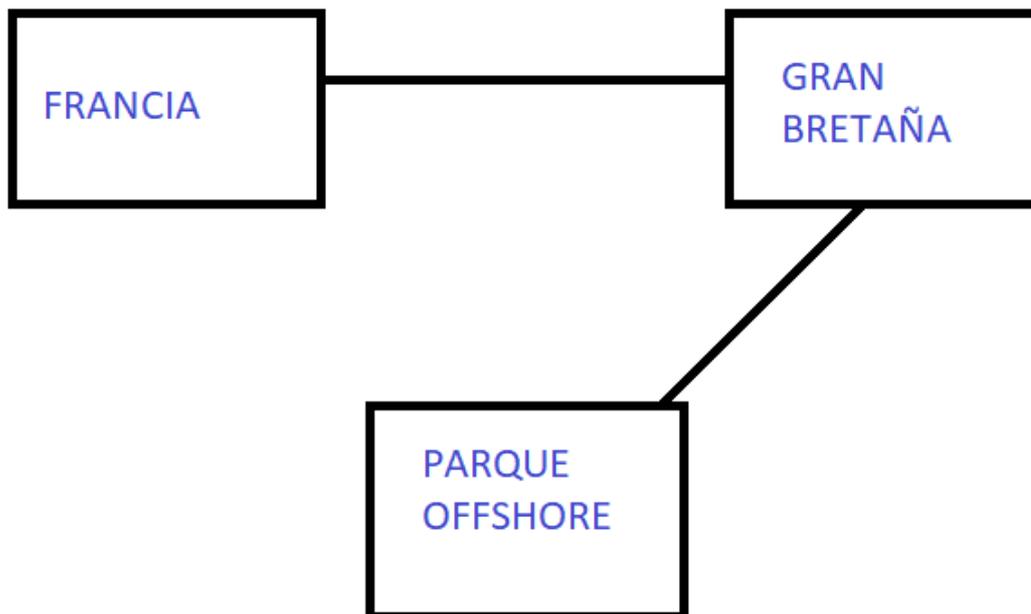


Figura 19. Interconexión de ambos países y además Gran Bretaña conectado a un parque offshore.

El trabajo se estructurará de la siguiente forma:

- Metodología: En esta sección, se van a describir los escenarios futuros de 2040, en los que nos hemos basado para estudiar cuales serían las características de la Unión Europea en el futuro. Para conocer cómo funcionaría la interconexión en el 2040, es necesario conocer la generación que habría y la demanda y, por tanto, la cantidad de potencia instalada de cada una de las diferentes tecnologías existentes. Además de una descripción de los escenarios, se determinará cómo se han obtenido y cuáles son los datos a introducir en el software del algoritmo de casación.
- Resultados obtenidos: En esta parte se mostrará una serie de comparaciones de los escenarios propuestos por ENTSOE. Además, se comentarán los resultados del estudio de rentabilidad tanto desde el punto de vista de la sociedad (Welfare), como del parque offshore.
- Conclusiones: En este punto, se explicarán de forma detallada las conclusiones obtenidas de los resultados aportados por el software.

## 2. METODOLOGÍA

---

Una vez realizada la introducción en la que se muestra el por qué es interesante realizar una nueva línea de interconexión entre dos países de Europa, en este apartado se va a explicar el desarrollo de la metodología utilizada para evaluar las distintas opciones.

En primer lugar, el objetivo primordial que tiene el Trabajo Fin de Máster es el de estudiar la viabilidad de una interconexión HVDC entre Francia y Gran Bretaña en el futuro, interconectada o no a un parque offshore en un punto intermedio. Como ya se ha comentado, las interconexiones propuestas son las siguientes:

- Interconexión de ambos países a partir de una línea HVDC.
- Interconexión de ambos países a partir de una línea HVDC y, además, unión de cada país al parque offshore.
- Interconexión de ambos países a partir de una línea HVDC y, además, un país solo conectado al parque offshore.
- Interconexión de ambos países a partir de una línea HVDC y, además, el otro país solo conectado al parque offshore.

Este estudio se va a realizar para los escenarios futuros más modernos encontrados hasta este momento, es decir, los propuestos por ENTSOE para 2040. Conociendo cómo se comportarían estas cuatro interconexiones posibles en los escenarios previstos para 2040, sería posible averiguar la viabilidad y la rentabilidad de cada caso.

Por tanto, en el primer punto del apartado “2. Metodología” se detallará, para ponerse en situación, las propuestas por ENTSOE para 2040 para cada uno de los escenarios. Son tres los escenarios planteados en el informe y de los cuales se van a realizar estudios de viabilidad (para las 4 interconexiones propuestas):

- Transición Sostenible: Escenario que trata principalmente de maximizar las infraestructuras existentes, con un cumplimiento de objetivos a través de la regulación nacional.
- Generación Distribuida: Escenario que se basa en la generación a pequeña escala, cerca de los puntos de consumo y con un mayor uso de baterías.
- Acción Climática Global: Escenario que tiene como objetivo un desarrollo de energías renovables.

Para conocer si son viables las interconexiones, es necesario determinar las cantidades de energía casada y el precio de casación, así como el flujo de energía que habría entre ambos países en cada tipo de interconexión y de escenario. Para conseguir la energía y el precio de casación es indispensable el conocimiento de la potencia instalada, demanda y costes de energía de los escenarios propuestos por ENTSOE y vistos con anterioridad. Las cifras más importantes de estos escenarios se encontrarán en el segundo punto de este apartado.

La energía casada y el precio de casación se obtendrán a partir de un software, propiedad del departamento eléctrico, que reproduce el resultado del algoritmo de Euphemia.

Este software de casación simple es un programa que simula el mercado diario europeo. A este programa se le introducen las ofertas de compra y venta de los agentes de ambos países y el precio de cada una de las tecnologías. Al ejecutarlo, mostrará los resultados de la energía casada, energía que se transfiere entre países y el precio de casación de cada uno de los meses del año.

Por consiguiente, es esencial que el tercer punto del apartado conste de la explicación del algoritmo de casación.

El cuarto punto de la “METODOLOGÍA” tratará de las ofertas de compra y venta introducidas en el software de casación. Se explicará en detalle cómo se han obtenido los consumos y las generaciones de cada país y los cálculos realizados para introducirlos (con las cantidades correctas) en el software.

Por último, una vez obtenidos los resultados del software de casación, en esta sección se desglosará cómo ha sido realizado el cálculo de viabilidad para conocer cuál es el escenario y la interconexión propuesta más rentable.

## 2.1 Escenarios de 2040 propuestos por ENTSOE

El informe de dónde se han obtenido los datos interesantes para poder realizar las simulaciones en el software es el TYNDP 2018, realizado por ENTSOE (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad). De él se han obtenido principalmente:

- Precios de las tecnologías en el 2040.
- Demanda de energía en el 2040.
- Potencia instalada por energía en el 2040.

Todos estos datos serán explicados primero y presentados con posterioridad. Antes de ello, se pasa a comentar de qué trata este informe.

El documento presenta una visión general detallada de cómo se encontrará el futuro energético a través de diferentes escenarios. El objetivo común de todos los escenarios presentados es el de reducir las emisiones entre un 80 y un 95 % tal y como indicaban los objetivos de la Unión Europea para 2050. Cada uno de estos escenarios tendrá unos fundamentos realistas, sólidos y basados en el avance de las políticas con el paso de los años.

La idea del informe es la de servir, tanto para ENTSOE como para el resto de organizaciones, de ayuda para analizar el futuro y así poder avanzar con el sistema energético europeo. Aunque en el documento hay estudios a corto, medio y largo plazo, este caso se va a centrar en los escenarios de largo plazo (2040) que son los que nos permiten un estudio más lejano de la línea de interconexión, para saber cuál sería su funcionamiento, necesidad y rendimiento según cada uno de los escenarios futuros.

Aunque los escenarios a corto plazo presentan una menor incertidumbre, los presentados para 2040 también son muy interesantes. Para 2040, se presentan tres escenarios principales:

- Transición Sostenible (ST): Este escenario trata principalmente de maximizar las infraestructuras existentes, con un cumplimiento de objetivos a través de la regulación nacional
- Generación Distribuida (DG): Este escenario se basa en la generación a pequeña escala, cerca de los puntos de consumo y con un mayor uso de las baterías.
- Acción Climática Global (GCA): Por último, este escenario tiene como objetivo un desarrollo de energías renovables tanto en gas como en electricidad, basándose principalmente en la descarbonización global.



Figura 20. Escenarios presentes 2040. Fuente: Final escenario

A continuación, se van a conocer cada uno de los escenarios propuestos para el 2040 con mayor profundidad.

### 2.1.1 Descripción de Escenarios

En primer lugar, los pasos para llegar a los escenarios de 2040 son los mostrados en la Figura 21. Se puede observar, con el paso de los años, el crecimiento de energías renovables (eólica y fotovoltaica) y de biometano.

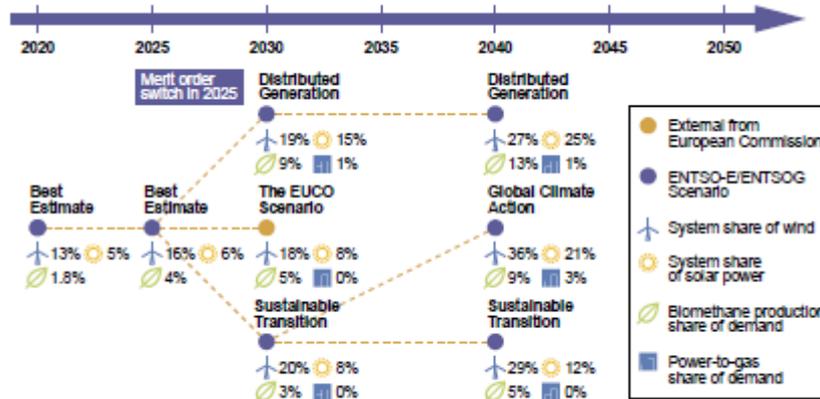


Figura 21. Evolución de los escenarios. Fuente: TYNDP 2018. Final escenario

Partiendo de la mejor estimación realizada para 2020, es decir, un 13 % en eólica, un 5 % en solar y un 1,8 % en biometano, ENTSOE realiza una evolución hasta los escenarios propuestos para 2040.

Para el año 2030, ya existe el escenario de Generación Distribuida con un 19% en eólica, 15 % en solar y un 9 % en biometano. Este escenario se mantiene para 2040 aumentando las energías renovables a un 27 % en eólica, 25 % en solar y un 13 % en biometano.

Además, en 2030 se tiene en cuenta el escenario de Transición Sostenible que se divide en dos para 2040: Acción Climática Global y Transición Sostenible. Mientras que las cifras de energía renovable en el escenario de transición sostenible de 2030 son 20% en eólica, 8 % en solar y un 3% en biometano, en 2040 para el escenario de Transición Sostenible son de 29 % de eólica, 12 % solar y 5 % en biometano, y para el escenario de Acción Climática Global de 2040 son de 36 % eólica, 21 % solar y un 9 % en biometano.

Se puede observar que el escenario de Acción Climática Global presenta un mayor porcentaje eólico que el resto de escenarios (36 %). Es debido a los objetivos propuestos en este escenario.

Sin embargo, el escenario de Generación Distribuida tiene un mayor porcentaje en energía solar debido al interés de generación de pequeña escala más cercana a los hogares.

Con esto, ya se tiene la evolución que han seguido los tres escenarios finales de 2040 y que son estudio en este trabajo. A continuación, se van a detallar cada uno de ellos.

#### 2.1.1.1 Transición Sostenible (ST)

En este escenario se pretende una mayor participación de gas tanto en el sector eléctrico, sustituyendo al carbón y lignito, como en el transporte pesado y marítimo, evitando el uso del petróleo. Con ello, se tiene como objetivo una disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> para alcanzar el objetivo de la Unión Europea de 2050 de forma rápida, económica y sostenible.

Sin embargo, en este caso el transporte y la electrificación se desarrollarán a menor ritmo que en los demás escenarios.

A continuación, se van a detallar diferentes puntos para conocer con mayor profundidad la idea de este escenario. Estos puntos serán:

- Tendencias y objetivos macroeconómicos.
- Generación de Energía.
- Transporte.
- Calor.

- Demanda de Electricidad.
- Demanda de gas.

#### **2.1.1.1.1 Tendencias y objetivos macroeconómicos**

Con respecto al sector económico, existe un crecimiento moderado gracias a unos fondos disponibles para la inversión en proyectos renovables. Se está dispuesto a contribuir con el clima siempre y cuando se realice de manera rentable.

Para actuar en ayuda del clima, en este caso se opta por una regulación nacional en la que se establecen una serie de objetivos relacionados con cumplir con las emisiones de la Unión Europea. Aunque para 2030 se encuentran prácticamente cumplidos dichos objetivos, queda aún mucho para conseguir los de 2050. Para ello, en 2040 se debe realizar un proceso rápido para conseguir la descarbonización.

#### **2.1.1.1.2 Generación de Energía**

Gracias al biometano y a los precios asequibles del gas, la generación a través de este elemento avanza sin problemas. A partir de estas plantas, se permite la flexibilidad de utilización de energías renovables y la disminución de centrales de carbón, utilizadas simplemente para altos niveles de carga. En definitiva, se utilizará el gas como combustible ideal en un mercado eléctrico eficiente.

#### **2.1.1.1.3 Transporte**

Para conseguir una reducción de emisiones en este ámbito, se prevé una mayor utilización de gas en lugar de petróleo para los automóviles.

#### **2.1.1.1.4 Calor**

Gracias a la eficiencia energética, se podrá optar por una generación de calor con menor cantidad de gas (siendo la principal fuente), manteniéndose estable la demanda industrial de gas y electricidad.

#### **2.1.1.1.5 Demanda de Electricidad**

Existe un estancamiento o crecimiento muy moderado con respecto a la demanda eléctrica. Como se ha visto, el gas comienza a utilizarse en mayor medida en el transporte y generación, pero decrece en el calentamiento.

#### **2.1.1.1.6 Demanda de gas**

El gas decrece en el sector residencial debido a la eficiencia. Sin embargo, aumenta en la sección de transporte. La demanda de gas es relativamente estable.

### **2.1.1.2 Generación Distribuida (DG)**

En el escenario de Generación Distribuida se evita la continuidad de la idea centralizada. Con la incorporación de una gran cantidad de energía renovable (fotovoltaica o eólica) y tecnología inteligente cerca del usuario final, nos permite una evolución hacia el sistema distribuido. Estas nuevas tecnologías junto con las baterías permiten la introducción en el sistema del vehículo eléctrico. Así mismo, dispositivos de combustible dual permiten a los consumidores cambiar la energía según las condiciones del mercado.

Al igual que en el escenario anterior, se van a estudiar diferentes puntos con mayor detalle.

#### **2.1.1.2.1 Tendencias y objetivos macroeconómicos**

Como ya se ha comentado, la utilización de almacenamiento y generación próxima a los puntos de consumo son los avances más importantes en relación a la Acción Climática Global, ayudando a cumplir los objetivos de 2050. Además, se desarrolla el biometano a un nivel superior de distribución.

#### **2.1.1.2.2 Generación de Energía**

Con el paso de los años, la disminución de los precios de la generación a pequeña escala y un aumento de número de baterías, facilitaría la generación a partir de energías renovables donde la energía nuclear depende de las políticas de los diferentes países. Además, los países del sur de Europa tienen una mayor probabilidad de utilizar la energía solar gracias a sus rendimientos. La demanda pico es abastecida a partir del sistema centralizado

existente. Aun así, sigue siendo un gran desafío el uso de baterías debido a las grandes diferencias de demanda en las estaciones del año.

#### **2.1.1.2.3 Transporte**

Para cumplir los objetivos, destaca la utilización de electricidad y de combustibles gaseosos junto con una disminución del precio de las baterías. Esto último contribuye a un crecimiento de la demanda de electricidad en este sector.

#### **2.1.1.2.4 Calor**

Destacan principalmente las bombas de calor eléctricas e híbridas. Son muy importantes en el sector de la calefacción ya que permiten a los consumidores la elección de energía en cada momento.

#### **2.1.1.2.5 Demanda de Electricidad**

La demanda eléctrica ha disminuido en el sector residencial (gracias a la eficiencia) y sin embargo, ha aumentado en calefacción y transporte.

#### **2.1.1.2.6 Demanda de Gas**

Con respecto al gas, está aumentando su demanda en el transporte. Sin embargo, se encuentra en declive en el sector residencial gracias a las calefacciones comentadas anteriormente.

### **2.1.1.3 Acción Climática Global (GCA)**

Por último, la Acción Climática Global se centra principalmente en la descarbonización de nuestro planeta. Para ello, se dedicarían a introducir en gran medida las energías renovables en la sección de generación. Con respecto a transporte, aumentaría el número de vehículos eléctricos.

Al igual que en el escenario anterior, se van a estudiar diferentes puntos con mayor detalle.

#### **2.1.1.3.1 Tendencias y objetivos macroeconómicos**

Para este último escenario se tiene en cuenta en gran medida los esfuerzos climáticos para cumplir con los objetivos de descarbonización de 2030 y 2050. Un esquema de comercio ETS es esencial en el sector eléctrico para contribuir con ello. Además, existen un gran número de energías renovables por toda Europa y se desarrolla el biometano.

#### **2.1.1.3.2 Generación de energía**

Se realizan inversiones de tecnologías bajas en carbono. La generación a través de gas produce el equilibrio necesario para la utilización de energías renovables. Además, la energía nuclear depende de las políticas de cada país.

#### **2.1.1.3.3 Transporte**

Para cumplir con los objetivos de la Unión Europea, es fundamental la electricidad y el gas en este sector. Por tanto, aumenta la electricidad en este sector.

#### **2.1.1.3.4 Calor**

Al igual que en el escenario anterior, las bombas eléctricas e híbridas son fundamentales para evitar las emisiones. Las eléctricas normalmente se instalan en edificios nuevos, mientras que las híbridas se utilizan en edificios en las que existe una menor eficiencia.

#### **2.1.1.3.5 Comportamiento del Consumidor**

Gracias a las tecnologías y principalmente a internet, los consumidores son conscientes del precio de la energía en las diferentes horas del día. Este hecho ayuda a mejorar la eficiencia energética en el sector residencial.

#### **2.1.1.3.6 Demanda de Electricidad**

Aunque se ha ido produciendo un aumento de demanda en varios sectores, este se encuentra limitado por la eficiencia. Actualmente, las personas invierten en productos más eficientes, produciendo así un menor aumento de la demanda.

### 2.1.1.3.7 Demanda de Gas

Esta demanda sigue disminuyendo en el sector residencial y aumenta en el transporte debido a la eficiencia y al aislamiento de los edificios.

## 2.1.2 Determinación del precio de combustible y carbono

Uno de los puntos más importantes a tratar para el proceso de desarrollo, son los precios del combustible y del carbono. Para obtener estos, ENTSOE ha adquirido la información a partir de IEA World Energy Outlook (WEO).

Para ello, WEO se basa en tres escenarios diferentes:

- Nuevo escenario de políticas: En este caso tiene en cuenta los planes políticos y de compromiso de los diferentes países para cumplir con los objetivos de la Unión Europea.
- Escenario de políticas actual: Tal y como indica, no existen cambios en la política.
- Escenario 450: Tiene como objetivo el de limitar a 2º C el aumento global de la temperatura.

Se han clasificado principalmente en dos:

- Precios que no varían con el tiempo y permanecen constantes frente a los diferentes escenarios.
- Precios que no son constantes en el tiempo y que cambian con los escenarios.

### 2.1.2.1 Precios constantes

#### 2.1.2.1.1 Precio del combustible nuclear

Este precio permanece constante en todo el horizonte temporal y en todos los escenarios. Los modelos de mercado utilizan un precio medio de **0,47 € / GJ**. Este precio es un promedio del precio de conversión, enriquecimiento y fabricación del combustible. Este precio es fijado a través de la oferta y la demanda mundial.

#### 2.1.2.1.2 Precio del lignito

Debido al consumo local de este, se considera estable para el futuro. El precio establecido es de 1,1 € / GJ

### 2.1.2.2 Precios no constantes

Sin embargo, existen otros combustibles difíciles de predecir (petróleo, gas y carbón). WEO proporciona el precio del carbono y tendencias energéticas, aunque no el precio de productos básicos. Además, facilita el precio de combustible para 2015, 2020, 2030 y 2040.

WEO asigna directamente el precio del combustible para Acción Climática Global de 2040. Sin embargo, los escenarios de Transición Sostenible y Generación Distribuida se ajustan a las historias comentadas de ENTSO.

En el caso del escenario de Generación Distribuida 2040, el precio se basa en las perspectivas mundiales de energía en el escenario de nuevas políticas. El precio del carbono aumenta a 50 €/tonelada para que posteriormente a la hora de formar el escenario se invierta en tecnología de Generación Distribuida.

## 2.1.3 Demanda de electricidad

La demanda en cada escenario se obtiene a partir de una interpolación de la escala nacional teniendo en cuenta:

- Número de vehículos eléctricos y bombas de calor.
- Desarrollo del almacenamiento.
- Eficiencia energética.
- Crecimiento demográfico y económico.

Para el escenario de Transición Sostenible 2040 se realiza una extrapolación a partir de datos aportados por TSOs. Según las estimaciones realizadas para años anteriores se extrapolan para años más lejanos.

Con respecto a la Generación Distribuida, se obtiene la demanda a partir del uso de un índice compuesto que se

obtiene como la mitad de la suma del factor demanda (demanda nacional eléctrica per cápita en kWh) y el factor TSO (tendencia de demandas anteriores, teniendo en cuenta tasas de crecimiento y contratación).

Por último, la demanda de electricidad en el escenario de Acción Climática Global 2040 se obtiene como un promedio de los valores de los escenarios anteriores.

La información obtenida de los escenarios futuros de 2040 aparece en los informes de ENTSOE que parecen en las referencias [21][22][23]

## 2.2 Datos obtenidos de ENTSOE

Como se ha comentado al principio del punto “2.1 Escenarios de 2040 propuestos por ENTSOE”, de este informe se han obtenido los precios de las tecnologías en 2040, la demanda de energía en 2040 y la potencia instalada por energía en este mismo año. Estos datos serán necesarios para nuestro software de Mercado diario y se detallan a continuación.

### 2.2.1 Precios de los combustibles en 2040 propuestos por ENTSOE

En la Figura 22 se pueden observar cuáles serían los precios de cada tecnología en los años 2020, 2025, 2030 y 2040. Desde el punto de vista de este trabajo solo son necesarios los precios del 2040, por tanto, son los que se encuentran señalados.

		Fuel & CO <sub>2</sub> prices								
Year		2020	2025	2025	2030	2030	2030	2040	2040	2040
Scenario		Expected Progress	Coal Before Gas	Gas Before Coal	Sustainable Transition	EUCO	Distributed Generation	Sustainable Transition	Global Climate Action	Distributed Generation
€/net GJ	Nuclear	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
	Lignite	1.1	1.1	1.1	1.1	2.3	1.1	1.1	1.1	1.1
	Hard coal	2.3	2.5	2.1	2.7	4.3	2.7	2.5	1.8	2.8
	Gas	6.1	7.4	7.0	8.8	6.9	8.8	5.5	8.4	9.8
	Light oil	15.5	18.7	15.5	21.8	20.5	21.8	17.1	15.3	24.4
	Heavy oil	12.7	15.3	12.7	17.9	14.6	17.9	14.0	12.6	20.0
	Oil shale	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
€/ton	CO <sub>2</sub> price	18.0	25.7	54.0	84.3	27.0	50.0	45.0	126.0	80.0
Main Fuel Price Source (Rows shaded Grey)		WEO 2016 New Policies	WEO2016 New Policies	WEO 2016 450	WEO 2016 New Policies with Higher Carbon Price	Fuel Prices Provided by DG Energy	WEO 2016 New Policies with higher CO <sub>2</sub>	WEO 2016 New Policies Fuel Prices adjusted to create a "Low Oil Price Scenario"	WEO 2016 450	WEO 2016 New Policies with higher CO <sub>2</sub>

Figura 22. Precios de cada combustible en €/GJ

Las tecnologías que se encuentran presentes según los estudios son las siguientes:

- Gas: Los precios son diferentes en cada uno de los escenarios:
  - o Transición Sostenible: 5,5 €/GJ.
  - o Acción Climática Global: 8,4 €/GJ.
  - o Generación Distribuida: 9,8 €/GJ
- Carbón: Cuyos precios también varían en función del escenario:
  - o Transición Sostenible: 2,5 €/GJ.
  - o Acción Climática Global: 1,8 €/GJ.
  - o Generación Distribuida: 2,8 €/GJ
- Oil: Para este combustible se ha realizado una media entre Light Oil y Heavy Oil:
  - o Transición Sostenible:
    - Ligth Oil: 17,1 €/GJ
    - Heavy Oil: 14 €/GJ
  - o Acción Climática Global:
    - Ligth Oil: 15,3 €/GJ

- Heavy Oil: 12,6 €/GJ
- Generación Distribuida:
  - Ligth Oil: 24,4 €/GJ
  - Heavy Oil: 20 €/GJ
- Nuclear: Esta tecnología mantiene los precios del combustible constante. El precio en los tres escenarios es de 0,47 €/GJ.

### 2.2.2 Demanda de energía propuesta por ENTSOE en 2040

Al igual que para los precios, ENTSOE ofrece la demanda de energía anual prevista para los años: 2020, 2025, 2030 y 2040. Además, ENTSOE muestra los datos de todos los países Europeos,

A continuación, se puede observar la demanda anual para Francia y Gran Bretaña, países estudiados en este Trabajo Fin de Máster.

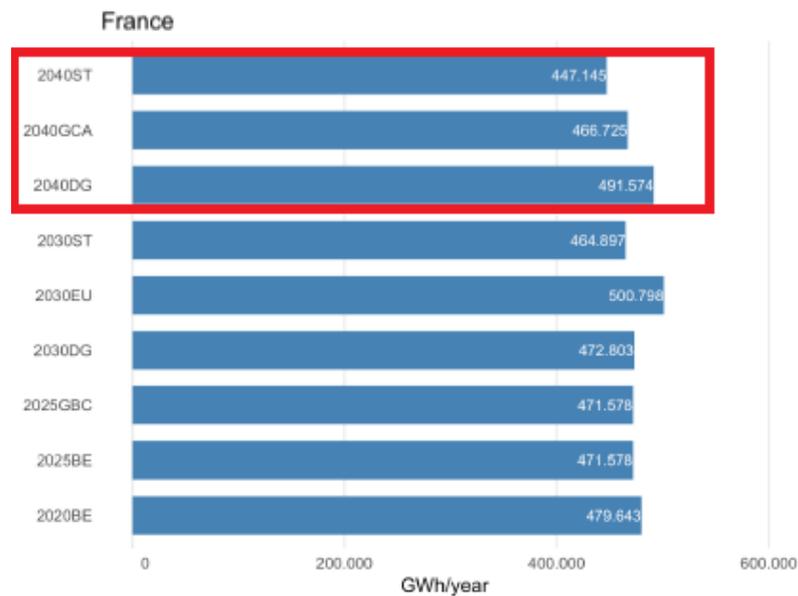


Figura 23. Demanda eléctrica en Francia 2040.

La demanda anual por escenario en Francia es:

- Escenario ST de 2040: 447145 GWh/año.
- Escenario GCA de 2040: 466725 GWh/año
- Escenario DG de 2040: 491574 GWh/año

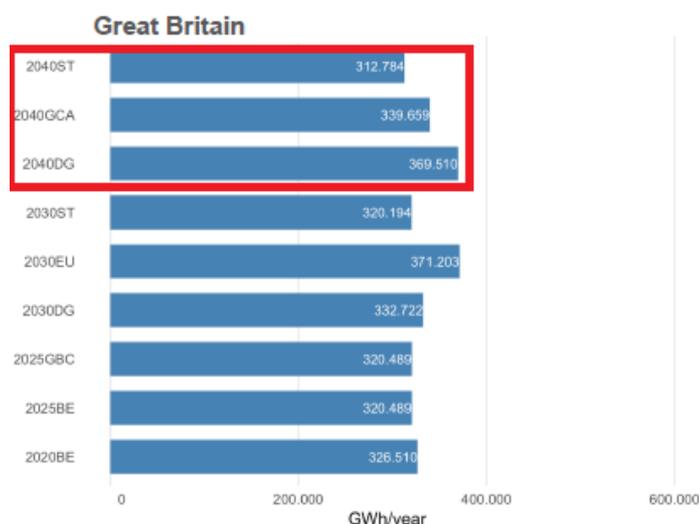


Figura 24. Demanda eléctrica en Gran Bretaña 2040.

La demanda anual por escenario en Gran Bretaña es:

- Escenario ST de 2040: 312784 GWh/año.
- Escenario GCA de 2040: 339659 GWh/año
- Escenario DG de 2040: 369150 GWh/año

Se puede observar que el escenario con mayor demanda es el de Generación Distribuida para ambos países. Este hecho puede influir posteriormente en el estudio de viabilidad de cada escenario.

### 2.2.3 Potencia instalada por tecnología en 2040 propuesta por ENTSOE.

Por último, en relación con los datos propuestos por ENTSOE para este estudio, se tiene la potencia instalada por tecnología para los años 2020, 2025, 2030 y 2040 y para todos los países Europeos.

En la Figura 25 se pueden observar los diagramas de barras con las potencias instaladas (diferenciada por colores). Se encuentran señalado en naranja las potencias para Francia y en negro para Gran Bretaña.

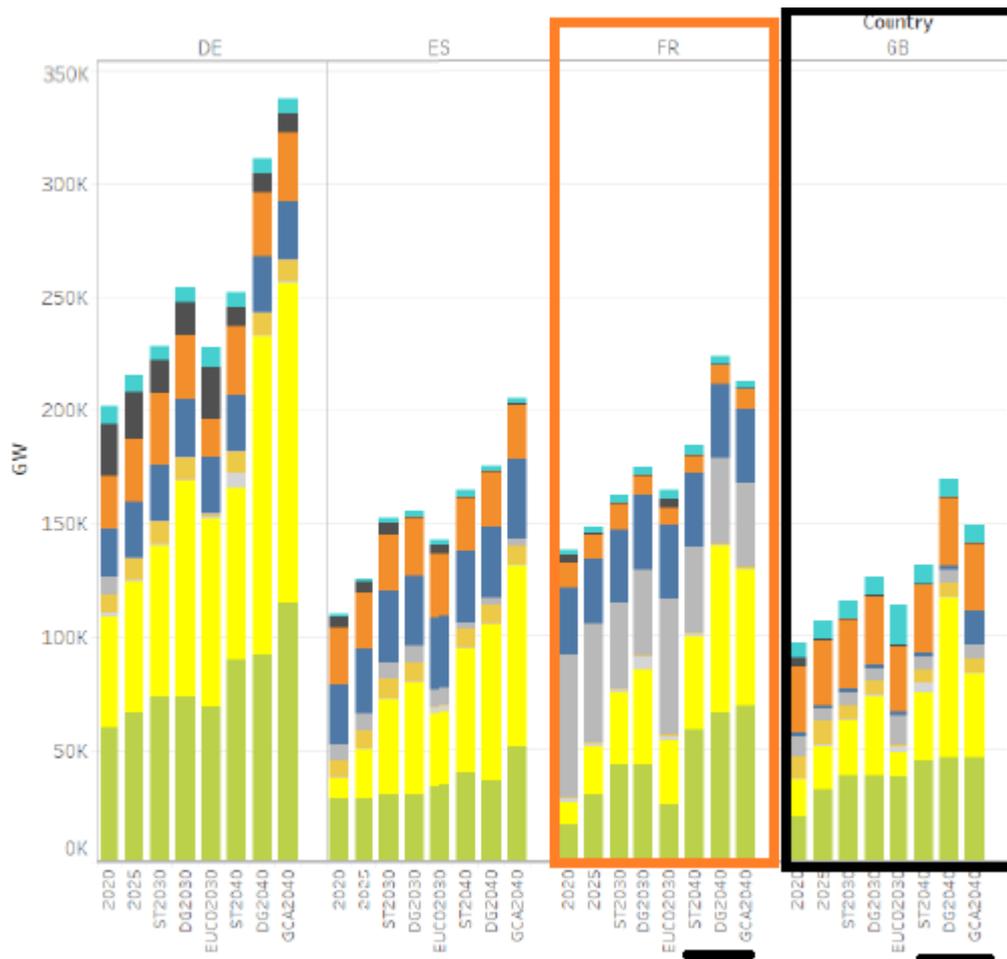


Figura 25. Fuente: ENTSOE. Capacidad instalada por tecnologías en 2040

Las potencias instaladas en Francia son:

- Gas: La potencia instalada se repite para cada escenario. Esta potencia es de 8892 GW.
- Carbón: La potencia instalada se repite para cada escenario. Esta potencia es de 0 GW.
- Hidráulica: La potencia instalada se repite para cada escenario. Esta potencia es de 32600 GW.
- Oil: La potencia varía para cada escenario:
  - o Escenario DG: 990 GW.
  - o Escenario GCA: 990 GW.
  - o Escenario ST: 1340 GW.
- Nuclear: La potencia instalada se repite para cada escenario. Esta potencia es de 37640 GW.
- Otras Renovables: La potencia instalada se repite para cada escenario. Esta potencia es de 3591 GW.
- Solar: La potencia instalada varía en función del escenario:
  - o Escenario DG: 74060 GW.
  - o Escenario GCA: 60000 GW.
  - o Escenario ST: 41401 GW.
- Eólica: La potencia instalada varía en función del escenario:
  - o Escenario DG: 65739 GW.

- Escenario GCA: 69050 GW.
- Escenario ST: 58452 GW.

Las potencias instaladas en Gran Bretaña son:

- Gas: La potencia instalada varía en función del escenario:
  - Escenario DG: 30823 GW.
  - Escenario GCA: 30440 GW.
  - Escenario ST: 30440 GW.
- Carbón: La potencia instalada se repite para cada escenario. Esta potencia es de 0 GW.
- Hidráulica: La potencia instalada varía en función del escenario
  - Escenario DG: 1695 GW.
  - Escenario GCA: 15291 GW.
  - Escenario ST: 1695 GW.
- Oil: La potencia varía para cada escenario:
  - Escenario DG: 195 GW.
  - Escenario GCA: 195 GW.
  - Escenario ST: 3695 GW.
- Nuclear: La potencia instalada se repite para cada escenario. Esta potencia es de 5686 GW.
- Otras Renovables: La potencia instalada se repite para cada escenario. Esta potencia es de 8142 GW.
- Solar: La potencia instalada varía en función del escenario:
  - Escenario DG: 70748GW.
  - Escenario GCA: 37500 GW.
  - Escenario ST: 30201 GW.
- Eólica: La potencia instalada varía en función dele escenario:
  - Escenario DG: 46214 GW.
  - Escenario GCA: 46031 GW.
  - Escenario ST: 44948 GW.

### **2.3 Software del algoritmo de casación simple**

Una vez conocidos cuáles serán los escenarios en el año 2040 (año en el que se van a estudiar las viabilidades de los diferentes casos de interconexión propuestos) según ENTSOE y los datos que son proporcionados por este informe, el siguiente paso según la introducción es el de conocer el software que reproduce el resultado del algoritmo de Euphemia.

Cómo se ha comentado, es necesario determinar las cantidades de energía casada y los precios de casación para realizar el estudio de viabilidad. Con estos datos, se tendría la energía comprada, vendida y exportada por cada país en la interconexión. Estos dos datos se van a obtener a partir de una casación simple, según el algoritmo de Euphemia (este algoritmo ha sido explicado en el primer punto de este trabajo fin de master).

Por tanto, en este apartado se va a detallar cómo hay que alimentar al software para que nos devuelva la energía comprada, vendida y exportada por cada país y al precio al que se ha casado esta energía.

El software esta preparado para realizar un mercado diario, es decir, 24 ofertas de las 24 horas del día (como se indica en apartado “INTRODUCCIÓN”). Con esto, tenemos el precio y energía de casación de cada hora del día. Sin embargo, se necesita tener el precio y la energía casada para cada mes del año. Para ello, se va a determinar un valor horario medio mensual para los 12 meses del año.

Para adaptar este software a la necesidad de este Trabajo Fin de Máster, se rellenarán las 12 primeras ofertas del

mercado diario haciendo referencia a los 12 meses del año y en el resto de casillas se introducirán un 0. Toda la energía introducida en el software por cada mes debe de estar expresada como valor horario medio mensual.

Por tanto, con esta transformación, el software va a devolver un valor horario para cada mes de la energía casada (comprada, vendida y exportada) y el precio al que se realiza la casación.

A continuación, se va a comentar cuáles son los ficheros a introducir en el software. Aunque a este hay que introducirle un gran número de ficheros por necesidad, para la simulación solo hay que rellenar tres: ATC, COMPRA y VENTA, el resto de ficheros son comunes.

### 2.3.1 Fichero ATC

En este fichero se indican las interconexiones establecidas entre ambos países. Además, se establece para cada uno de los meses del año cuál es la capacidad máxima de transporte que tienen las líneas de interconexión.

En definitiva, este fichero va a estar formado principalmente por dos partes:

**Parte 1:** Indica la interconexión que existe entre Francia y Gran Bretaña y, además, los países con el parque offshore. El número que se le asigna a cada país y parque offshore es el siguiente:

- 1 → Francia (FR)
- 2 → Gran Bretaña (GB)
- 3 → Parque Offshore (PA)

Por tanto, en esta parte aparecerá cuál será la conexión entre los diferentes países (se considera el parque como otro país) y deberá aparecer la conexión en ambos sentidos. Un ejemplo sería el siguiente.

```

1 2
2 1
1 3
3 1
2 3
3 2

```

Figura 26. Ejemplo de la primera parte del fichero ATC. Se indica la interconexión entre ambos países y además la conexión de ambos países con el parque.

**Parte 2:** Esta parte nos indica la capacidad máxima de transporte de la línea de conexión. En el software original habría veinticuatro “parte 2” correspondiendo a los veinticuatro tramos del día (en el mercado diario se realiza una casación en cada tramo). Sin embargo, solamente se completarán las doce primeras partes correspondiendo a los doce meses del año. El resto de partes son rellenadas con 0.

A continuación, en la Figura 27 se puede observar un ejemplo del fichero. Se muestra la parte 1 junto con la parte 2 (los dos primeros meses):

```

1 2 2000 2000
2 1 2000 2000
1 3 1400 1400
3 1 1400 1400
2 3 1400 1400
3 2 1400 1400

```

Figura 27. Ejemplo de fichero ATC con solo la capacidad de transporte de los meses de enero y febrero

Por tanto, de este fichero es necesario conocer:

- Capacidad máxima de transporte de la línea HVDC que conecta a Francia y Gran Bretaña.
- Capacidad máxima de la línea de conexión entre los países y el parque eólico offshore.

Con respecto al punto “a” anterior, la capacidad máxima de transporte de la línea se ha obtenido a partir de la página web de ELEXON. Esta compañía se encarga de comparar la cantidad de generadores y proveedores de electricidad que producirán o consumirán con volúmenes reales. A través de su página se pueden obtener los datos reales de la generación de energía por cada una de las fuentes y los intercambios realizados con el resto de países. Observando el intercambio de energía que se realizan entre ambos países, se puede determinar que la capacidad máxima de transporte es de **2000 MW**. Esta cifra será la misma para cada uno de los meses del año debido a que la línea instalada entre ambos países es la misma durante todo el año.

En referencia al punto “b”, el parque offshore se va a encontrar situado a la misma distancia entre ambos países, por tanto, la línea que une cada país con el parque offshore es la misma y tiene la misma capacidad de transporte.

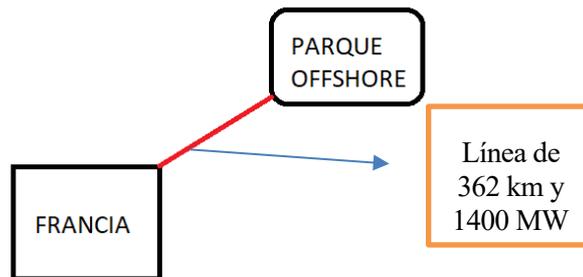


Figura 28. Línea de Unión entre Francia y Parque Offshore

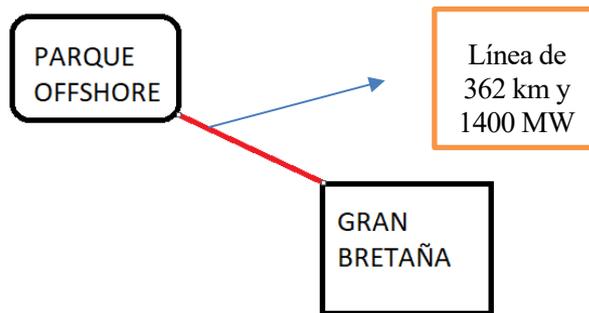


Figura 29. Línea de interconexión entre Gran Bretaña y Parque Offshore

Se considera la siguiente línea de conexión:

- 362 km
- 1600 mm<sup>2</sup>
- **1400 MW**
- 525 kV

Por tanto, la capacidad máxima de transporte entre el parque y los países es de **1400 MW**.

### 2.3.2 Fichero COMPRA

En este documento se presentan las ofertas de compra de cada uno de los países. Normalmente, las ofertas de compra se presentan con una cantidad de energía determinada y el precio al que se desea comprar dicha cantidad de energía.

Hay que destacar que es imposible conocer cuáles serán las ofertas de compra en el 2040, por tanto, se va a realizar lo siguiente para simular estas ofertas: debido a que el punto de casación podemos considerarlo como la energía que va a ser demandada, se va a determinar cuál será la demanda del 2040 y se va a ofertar al precio máximo de 180 €. Por consiguiente, la demanda de energía va a ser siempre casada en cada periodo.

En definitiva, este fichero va a estar formado principalmente por dos partes:

**Parte 1:** Número del país que realiza la oferta de compra y país al que identifica. Por ejemplo, se ha visto en el fichero ATC que a Francia se le reconocerá con el número “1” y con la abreviación “FR”, es decir, en esta parte

1 se introducirá: “1 FR” para el caso de Francia, “2 GB” para Gran Bretaña y “3 PA” para el parque offshore.

**Parte 2:** Esta parte se compone de dos subpartes. Habrá veinticuatro “parte 2” correspondiendo a los veinticuatro tramos del día. Sin embargo, solamente se completarán las doce primeras correspondiendo a los doce meses del año. El resto de partes serán rellenadas con 0.

- Subparte 1: Precio de la oferta de compra. Este precio será el mismo para todas las ofertas para que case toda la energía demandada del 2040. Será de 180 €.
- Subparte 2: Cantidad de energía de oferta de compra. Esta será igual a la energía demandada en el 2040 en cada mes.

Se puede entender mejor a partir del ejemplo de la Figura 30. En este caso solo se puede observar la parte 2 del mes de Enero:

```
1  FR  180 68025.72
2  GB  180 46041.63
```

Figura 30. Ejemplo de fichero COMPRAS para la parte 2 de enero

De este fichero es necesario conocer cuál será el valor horario medio mensual de demanda de energía en cada uno de los meses del 2040. Sin embargo, este dato no se puede obtener de forma directa en el informe de ENTSOE. Se verá posteriormente cómo se ha determinado el valor a introducir en la subparte 2.

### 2.3.3 Fichero VENTA

En este fichero se presentan las ofertas de venta de cada uno de los países y de cada una de las tecnologías. Para ello se debe presentar para cada tramo, el precio al que oferta cada agente la energía y la cantidad de energía para así formar la curva ya comentada en el apartado de “INTRODUCCIÓN”.

En definitiva, este fichero va a estar formado principalmente por tres partes:

**Parte 1:** Número de identificación del país que realiza la oferta de venta. Para Francia será el número “1”, para Gran Bretaña el número “2” y para el parque offshore el número “3”.

**Parte 2:** Nombre de la tecnología que realiza la oferta de venta.

**Parte 3:** Esta parte se compone de tres subpartes. Habría veinticuatro “parte 3” correspondiendo a los veinticuatro tramos del día. Sin embargo, solamente se completarán las doce primeras correspondiendo a los doce meses del año. El resto de partes serán rellenadas con 0.

- Subparte 1: Precio de la oferta de venta de la tecnología. Este precio irá variando en función del escenario de 2040 y de la tecnología a ofertar.
- Subparte 2: En esta parte se añade un 0 ya que es necesario para el software.
- Subparte 3: Cantidad de energía de oferta de venta que es propuesta por una determinada tecnología.

En el caso de las energías renovables, debido a la incertidumbre de su generación y que siempre casa toda la energía que es capaz de generar (gracias a su precio de 0 €/MW), para obtener la energía ofertada en el 2040 se extrapola la generación que ha realizado cada una de ellas en 2018, teniendo en cuenta las potencias instaladas en ambos años.

Para las fuentes de combustibles, la oferta se realizará con la potencia total que habrá instalada en el 2040.

Se puede entender mejor el fichero ‘VENTAS’ a partir del ejemplo de la Figura 31. Se pueden observar:

- Parte 1: Color Rojo
- Parte 2: Color Verde
- Parte 3:
  - o Subparte 1: Color Amarillo

- Subparte 2: Color Negro
- Subparte 3: Color Morado

1	GAS	19.8	0	8892	19.8	0	8892
1	CARBON	9	0	0	9	0	0
1	OIL	55.98	0	990	55.98	0	990
1	HIDRAULICA	0	0	11108.88	0	0	12694.25
1	NUCLEAR	1.692	0	37640	1.692	0	37640
1	SOLAR	0	0	4229.22	0	0	7508.60
1	OTROS	0	0	867.08	0	0	1195.40
1	EOLICA	0	0	25810.22	0	0	20169.94
2	GAS	19.8	0	30823	19.8	0	30823
2	CARBON	9	0	0	9	0	0
2	OIL	55.98	0	195	55.98	0	195
2	HIDRAULICA	0	0	292.73	0	0	296.04
2	NUCLEAR	1.692	0	5686	1.692	0	5686
2	SOLAR	0	0	3027.40	0	0	6933.33
2	OTROS	0	0	1296.32	0	0	1519.99
2	EOLICA	0	0	15679.99	0	0	13517.40
3	OFFSHORE	0	0	262.19	0	0	194.36

Figura 31. Ejemplo de un fichero VENTAS para los dos primeros meses

Además de los países (Francia y Gran Bretaña), en este fichero también se introduce la oferta de venta del parque offshore. Es decir, el parque eólico no compra energía ya que se considera que no tiene demanda (se alimenta de sí mismo) y por tanto, no se introduce en el fichero de compra ya que no realiza oferta de compra. En los escenarios en los que se encuentre presente, del fichero VENTAS, hay que introducir la oferta de venta de la cantidad de energía que el parque sería capaz de generar.

## 2.4 Generación y potencia instalada en Francia y Gran Bretaña en 2018

Antes de conocer cómo rellenar las diferentes partes del software cuyos ficheros ya se conocen, se van a determinar cuáles y cómo se han obtenido los datos de la generación en tiempo real y potencia instalada en 2018 para los países de Francia y Gran Bretaña. Además, se va a introducir cómo se han conocido los datos de generación del parque offshore en 2018.

Es necesario conocer los datos de 2018 ya que son los utilizados para realizar una extrapolación y conocer los datos de 2040.

### 2.4.1 Generación horaria real en Francia y Gran Bretaña en 2018

#### 2.4.1.1 Francia

Para obtener los datos de la generación horaria de 2018 en Francia se ha recurrido a la página web de RTE (La Red de Transporte de Electricidad). RTE es la empresa encargada del transporte de energía eléctrica en Francia. De esta página web se ha podido descargar la generación de energía en tramos horarios que ha realizado cada una de las fuentes de energía. Además, una de las columnas del documento incorpora el total de energía generada en cada hora.

Debido a que la energía generada debe ser igual a la demandada en tiempo real, se puede considerar que se tiene la demanda horaria real en Francia en 2018.

#### 2.4.1.2 Gran Bretaña

Como ya se ha comentado en el punto “2.3.1 Fichero ATC”, los datos de generación por tecnologías son obtenidos de la página web de ELEXON para Gran Bretaña. Sin embargo, a diferencia del documento de Francia, en este caso se muestra la generación de todas las tecnologías excepto la fotovoltaica. Por tanto, a continuación, se va a detallar cómo se ha obtenido la generación horaria real de la fotovoltaica.

Es necesario, en primer lugar, determinar cuál sería la generación horaria por parte de las instalaciones fotovoltaicas. Esta generación se obtiene a partir de la página web de PVGIS

([http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html)). PVGIS es capaz de simular la cantidad de generación fotovoltaica por hora al introducirle la ubicación y unas características determinadas.

La zona que determina dónde se va a obtener la generación se ha elegido de forma aleatoria en un punto central de Gran Bretaña con latitud 52.191° y longitud -1.354°.

La configuración introducida a la página web es la siguiente:

The image shows the 'DATOS POR RADIACIÓN POR HORA' configuration page. The settings are as follows:

- Base de datos de radiación solar: PVGIS-CMSAF
- Año de inicio: 2016
- Fin de año: 2016
- Tipo de montaje: Fijo (selected), Eje vertical, Eje inclinado, Dos ejes
- Pendiente: 35
- Optimizar pendiente:
- Acimut: 0
- Optimizar la pendiente y el acimut:
- Energía fotovoltaica:
- Tecnología fotovoltaica: Silicio cristalino
- Potencia fotovoltaica pico instalada [kWp]: 1
- Pérdida del sistema [%]: 14
- Componentes de radiación:

Figura 32. Configuración de PVGIS para obtención de generación fotovoltaica por tramos horarios

Una vez introducida esta configuración, la página es capaz de entregarnos la generación fotovoltaica por hora en esa zona central con estas características establecidas. Se considera una radiación de 2016, fecha última que genera la página (más próximo al 2018). Además, se observa que se configura con una potencia fotovoltaica pico de 1 kWp. Por tanto, para finalizar y obtener la energía para cada hora real para 2018 hay que aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Generación por hora 2018 (MW)} = \text{Potencia fotovoltaica instalada 2018 (MW)} * \frac{\text{Generación PVGIS por hora (W)}}{1000}$$

Posteriormente se observarán las potencias instaladas de cada tecnología en 2018.

Llegado a este punto, con todas las generaciones obtenidas de la página de ELEXON junto a la fotovoltaica que se ha determinado, podemos calcular la generación por hora total de Gran Bretaña. Esta se obtiene con la suma de generación de todas las tecnologías en cada hora.

Igualmente, se vuelve a recalcar, que debido a que la energía generada debe ser igual a la demandada en tiempo real, se puede considerar que se tiene la demanda horaria real en Gran Bretaña en 2018.

### 2.4.1.3 Generación del parque offshore en 2018

Para obtener una aproximación de la generación que conllevaría un parque offshore situado en el mar entre Francia y Gran Bretaña, se ha recurrido a un parque eólico offshore experimental situado en Galicia. Se ha considerado este parque porque tendría unos datos parecidos al colocado entre ambos países debido a su ubicación.

De la página web del parque (<http://www.sotaventogalicia.com/en/real-time-data/historical>) se ha descargado la energía eólica, por tramos horarios, que se ha producido en el año 2018.

## 2.4.2 Potencias instaladas en 2018

### 2.4.2.1 Francia

La potencia instalada en 2018 en Francia se obtiene de la página web de RTE vista en el punto 2.4.1.1. En esta página podemos encontrar el siguiente diagrama de barras con las potencias instaladas para cada tecnología.

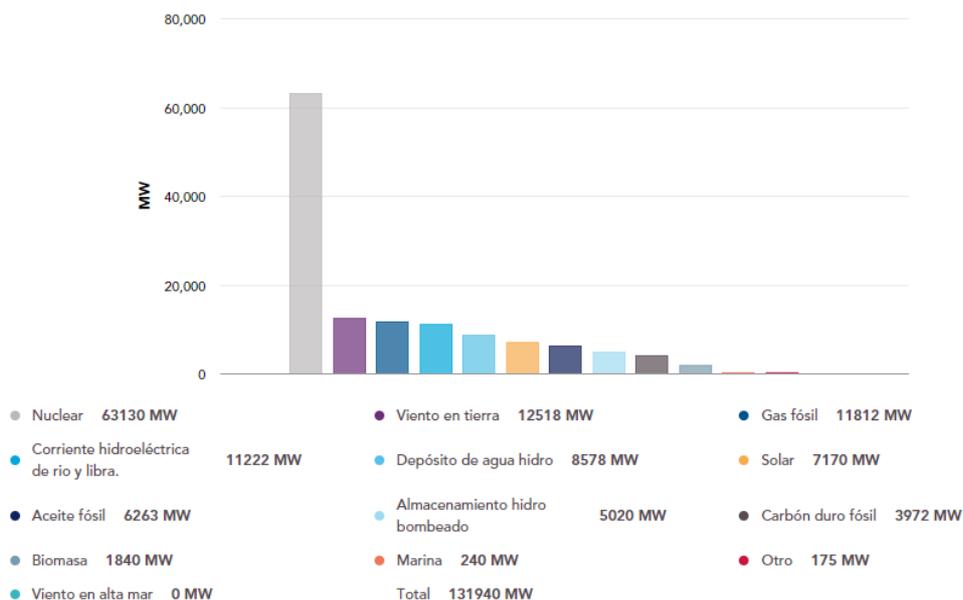


Figura 33. Potencias instaladas por tecnologías en el 2018. Fuente: RTE.

#### 2.4.2.2 Gran Bretaña

La potencia eléctrica instalada en Gran Bretaña en 2018 se ha obtenido de la página web ELEXON (igual que los datos de generación). A continuación, se puede observar una tabla con las potencias instaladas en 2018 en Gran Bretaña:

"Viento en tierra"	2018	12144
"Viento Offshore"	2018	6071
"Solar"	2018	12471
"Otros renovables"	2018	3132
"Otro"	2018	8308
"Nuclear"	2018	8974
"Hidro-riachuelo y libra"	2018	1758
"Almacenamiento Hydro Pumps"	2018	2744
"Aceite fósil"	2018	0
"Carbón duro fósil"	2018	10913
"Gas fósil"	2018	27688
"Gas fósil"	2018	27206
"Gas fósil"	2018	27688
"Biomasa"	2018	2099

Tabla 1. Potencia instalada en Gran Bretaña en 2018. Fuente: ELEXON.

Se ha realizado una agrupación de las tecnologías:

- Gas: Se incluyen todas las fuentes de gas.
- Carbón: Se incluyen todas las fuentes de carbón.
- Oil: Se incluyen todas las fuentes de oil.
- Nuclear: Se incluyen todas las fuentes nucleares.
- Hidráulica: Esta tecnología engloba todas las fuentes de agua (fluyente, a pie de presa o bombeo).
- Solar: Hace referencia a las instalaciones fotovoltaicas.
- Eólica: Esta tecnología engloba todos los parques eólicos (offshore y onshore).
- Otras: Engloba el resto de fuentes renovables.

## 2.5 Obtención de los datos que se introducen en el software de casación

Una vez que se tienen todas las cifras que se van a utilizar para calcular los datos que se van a introducir en el software de casación y, además, ya se conoce el software y cómo deben de ser introducidos estos datos, en este apartado se va a mostrar cómo han sido realizados los cálculos de estos datos a introducir.

Se van a desarrollar los cálculos del fichero COMPRA y VENTA debido a que el fichero ATC eran cálculos directos y se mostrarán en el punto “2.3.1 Fichero ATC”.

Hay que recordar que todas las energías introducidas en el software son valores horarios medios mensuales.

### 2.5.1 Fichero COMPRA

Cómo se comentó en el punto “2.3.2 Fichero COMPRA”, de este fichero es necesario conocer cuál será el valor horario medio mensual de demanda de energía en cada uno de los meses del 2040. Sin embargo, este dato no se puede obtener de forma directa en el informe de ENTSOE.

La demanda horaria media mensual en el 2040 se obtiene de forma aproximada a partir de la demanda del 2018. Para conseguir la demanda horaria media mensual en el 2040 se ha realizado una extrapolación de la demanda horaria media mensual del 2018. Los pasos que se han seguido son los siguientes:

- Obtención de la generación horaria real para 2018.
- Obtención de la previsión de demanda anual para 2040.
- Determinación de la demanda horaria media mensual de 2040 (oferta de compra).

En el apartado 2.4 se ha mostrado cómo se ha obtenido la generación horaria real en 2018 para Francia y Gran Bretaña. Al igual que se indicó en ese apartado, la generación horaria real puede considerarse igual a la demanda horaria real debido a que la generación debe ser igual a la demanda en cada momento.

Además, la previsión de demanda anual se ha obtenido previamente en el punto “2.2.2 Demanda de energía propuesta por ENTSOE en 2040”

Por tanto, solamente nos falta determinar el último paso de los tres anteriores.

#### 2.5.1.1 Determinación demanda horaria media mensual de 2040 (oferta de compra)

En primer lugar, se obtiene la demanda por hora (MW) en 2040. Para conseguirlo, se extrapola la generación de 2018. Para ello, se sigue la siguiente ecuación:

$$Demanda\ 2040\ hora = Generación\ 2018\ hora * \frac{Demanda\ Total\ 2040}{Generación\ Total\ 2018}$$

Se ha considerado que la generación de 2018 es igual a la demanda total en 2018

Por último, como ya se ha comentado, se determina el valor horario medio mensual para introducirlo en el fichero OFERTAS y este fichero en el software.

Para ello, en primer lugar, se suma para cada mes toda la generación realizada (generación total por mes). Con esto tenemos la generación total realizada en cada mes. A continuación, a partir de las horas que hay en un mes, se obtiene la oferta de compra horaria media mensual, mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Oferta de compra horaria media mensual} = \frac{\text{Generación total por mes}}{\frac{\text{número de días del mes}}{24 \text{ horas}}}$$

Por tanto, la oferta de compra horaria media mensual es lo introducido en el fichero COMPRA.

## 2.5.2 Fichero VENTA

Del fichero VENTAS es necesario conocer los siguientes datos:

- Precios de cada tecnología
- Oferta de venta de las tecnologías renovables en el 2040
- Ofertas de venta de las tecnologías no renovables en el 2040.

### 2.5.2.1 Precios que se introducen de cada tecnología

En la tabla del apartado “2.2.1 Precios de los combustibles en 2040 propuestos por ENTSOE” se puede observar que el precio está mostrado en €/GJ. Sin embargo, todos los datos introducidos al software se encuentran en MW. Para obtener el precio a introducir en el fichero se realiza la siguiente transformación (1 vatio – hora es igual a 3600 julios).

$$\text{Precio} \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = \text{Precio} \left( \frac{\text{€}}{\text{GJ}} \right) * \frac{3600}{1000}$$

Además, las energías renovables como eólica, fotovoltaica, hidráulica y otras renovables siempre ofertan a precio 0 debido a la incertidumbre de su generación.

### 2.5.2.2 Oferta de venta de las tecnologías renovables en el 2040

Para obtener la generación de energía eléctrica a partir de renovables en el 2040, se han seguido los siguientes pasos:

1. Obtención de la generación horaria por tecnologías para 2018.
2. Determinación de la potencia instalada en 2018 y en 2040 para cada escenario.
3. Extrapolación de generación de 2018 a 2040.
4. Determinación del valor horario medio mensual.

Los pasos 1 y 2 ya se encuentran determinados a partir de los apartados:

- “2.4 Generación y potencia instalada en Francia y Gran Bretaña en 2018”.
- “2.2.3 Potencia instalada por tecnología en 2040 propuesta por ENTSOE.

#### 2.5.2.2.1 Paso 3: Extrapolación de generación de 2018 a 2040.

Para todas las energías renovables es necesario realizar una extrapolación. Con ello, se obtendrá la generación de cada una de ellas para 2040 (todo en MW). Se realizará igual para los diferentes escenarios propuestos de 2040.

En definitiva, para cada una de las tecnologías renovables hay que llevar a cabo las siguientes ecuaciones:

$$\text{Generación horaria 2040 (TS)} = \text{Generación horaria 2018} * \frac{\text{Potencia instalada ST}}{\text{Potencia instalada 2018}}$$

$$\text{Generación horaria 2040(GD)} = \text{Generación horaria 2018} * \frac{\text{Potencia instalada DG}}{\text{Potencia instalada 2018}}$$

$$\text{Generación horaria 2040 (GCA)} = \text{Generación horaria 2018} * \frac{\text{Potencia instalada GCA}}{\text{Potencia instalada 2018}}$$

Siendo:

- ST → Escenario de Transición Sostenible.
- DG → Escenario de Generación Distribuida.
- GCA → Escenario de Acción Climática Global.

#### 2.5.2.2 Paso 4: Determinación del valor horario medio mensual

Una vez obtenida la generación prevista para 2040 para todas las horas del año (para cada escenario y para cada tecnología), se realiza una suma de la generación que se produce en cada mes (generación total mes).

Para poder introducirlo en el fichero VENTAS, es necesario obtener la media horaria de todo el mes. Esta se obtiene de la siguiente forma:

$$\text{Valor Horario medio Mensual (ST)} = \frac{\text{Generación total mes (ST)}}{\frac{\text{N}^{\circ} \text{ de días del mes}}{24 \text{ horas}}}$$

$$\text{Valor Horario medio Mensual (DG)} = \frac{\text{Generación total mes (DG)}}{\frac{\text{N}^{\circ} \text{ de días del mes}}{24 \text{ horas}}}$$

$$\text{Valor Horario medio Mensual (GCA)} = \frac{\text{Generación total mes (GCA)}}{\frac{\text{N}^{\circ} \text{ de días del mes}}{24 \text{ horas}}}$$

Siendo:

- ST → Escenario de Transición Sostenible.
- GD → Escenario de Generación Distribuida.
- GCA → Escenario de Acción Climática Global.

Con esto obtendríamos la cantidad de energía (horaria media mensual) en MW que oferta cada una de las tecnologías de ambos países y para los tres escenarios propuestos para 2040.

#### 2.5.2.3 Generación energías no renovables en el 2040

Para el resto de tecnologías (no renovables) se introducirá en la oferta de venta la potencia instalada indicada en el apartado “2.2.3 Potencia instalada por tecnología en 2040 propuesta por ENTSOE”.

#### 2.5.2.4 Generación del parque offshore en 2040

A partir de la energía horaria generada en 2018 en el parque offshore experimental se estima cual sería la energía horaria media mensual que producirá el parque offshore del estudio en 2040.

$$GE_{2040} (MW) = \frac{GE_{2018} (MW) * PI_{2040} (MW)}{PIE_{2018} (MW)}$$

Siendo:

- GE2040: Generación horaria para todo el año en MW que produciría el parque offshore entre ambos países del estudio.
- GE2018: Generación horaria para todo el año en MW producida por el parque offshore experimental de Galicia.
- PI2040: Potencia instalada en el parque offshore situado entre ambos países. Esta potencia será de 1000 MW.
- PIE2018: Potencia instalada en el parque offshore experimental de Galicia.

Como se ha realizado en los casos anteriores, es necesario calcular un valor horario medio mensual para introducirlo en las ofertas de venta. Para ello, en primer lugar, realizamos la suma de generación por meses. Seguidamente, se pasa a obtener la media horaria de cada mes. Por tanto:

$$GEH2040 (MW) = \frac{GEM2040 (MW)}{\frac{N^{\circ} \text{ de días de cada mes}}{24 \text{ horas}}}$$

Siendo:

- GEM2040: Es la generación total de cada uno de los meses.
- GEH2040: Es la media horaria de generación de cada mes que debe de ser introducida en el fichero.

Una vez introducidos los datos de generación del parque offshore en la oferta de venta, queda finalizado el fichero de VENTAS y, por tanto, en este momento se tienen todos los documentos a introducir en el software.

Al reproducir el software este nos devuelve una ficha resumen para cada escenario y para cada caso. Es decir, ya se ha realizado el algoritmo de casación.

La ficha resume contiene lo siguiente:

- Energía horaria media de compra en cada uno de los meses del año para Francia, Gran Bretaña y parque offshore.
- Energía horaria media de venta en cada uno de los meses del año para Francia, Gran Bretaña y parque offshore
- Energía horaria media de exportación en cada uno de los meses del año para Francia, Gran Bretaña y parque offshore.
- Precio de casación de cada uno de los meses del año para Francia, Gran Bretaña y parque offshore.

La ficha resumen se podrá observar en el anexo.

## 2.6 Estudios de rentabilidad

La rentabilidad es el objetivo principal de este Trabajo Fin de Master. Esta nos permite conocer cuáles de los escenarios propuestos son viables llevarlos a cabo y cuáles no.

Se va a estudiar la rentabilidad desde tres puntos de vista distintos. El primero de ellos es desde el punto de vista de la sociedad, es decir, cuál es el escenario que nos produce un mayor bienestar (a este caso se le conoce como Welfare). El segundo caso sería el estudio de rentabilidad del parque offshore desde el punto de vista del inversor, es decir, que escenario es más rentable en la inversión del parque offshore con los beneficios que este obtiene al vender la energía generada (sin tener en cuenta las líneas de conexión). Por último, rentabilidad del parque offshore junto con las líneas HVDC que unen el parque con los dos países desde el punto de vista del inversor, es decir, lo rentable que es para el inversor teniendo en cuenta la inversión del parque offshore y las líneas de unión con los países propuestos a partir de los beneficios de vender la energía generada al precio de casación.

Para conocer si los escenarios propuestos son rentables se ha recurrido a la Tasa Interna de Retorno (TIR), al Valor Actual Neto (VAN) y al número de años que tardaría en amortizarse.

La TIR es un porcentaje que mide la viabilidad de un proyecto o empresa. Esta herramienta es muy útil ya que genera un valor cuantitativo que permite saber si un proyecto es viable o no. Para entender bien el cálculo de la TIR es necesario conocer la fórmula del VAN. El VAN es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esta inversión.

La fórmula del VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_o + \frac{F_t}{(1+k)^1} + \frac{F_t}{(1+k)^2} + \frac{F_t}{(1+k)^t} + \dots + \frac{F_t}{(1+k)^n}$$

Donde:

- $F_t$  son los flujos de dinero en cada periodo  $t$

- $I_0$  es la inversión que realiza en el momento inicial ( $t=0$ )
- $n$  es el número de periodos de tiempo
- $k$  es el tipo de interés

Cuando el VAN, de la ecuación anterior, toma un valor igual a 0,  $k$  pasa a llamarse TIR.

Para poder calcular la TIR y el VAN es necesario conocer el beneficio que se tiene en cada caso y la inversión inicial.

A continuación, se va a conocer cuál sería el beneficio y la inversión para cada uno de los estudios de rentabilidad

### 2.6.1 Bienestar social/Welfare

El beneficio en cada periodo se obtiene a partir del bienestar (Welfare) de cada escenario.

En primer lugar, se va a calcular el welfare con la energía total de cada mes. Se parte de los resultados obtenidos a partir del software comentado anteriormente.

Por tanto, el ejecutable nos devuelve la energía comprada, vendida y exportada de todos los casos estudiados en el proyecto. Estos casos son:

- Caso 1 (Offshore): Francia y Gran Bretaña conectadas a partir de una línea HVDC con el parque offshore y además, ambos países interconectados. Escenarios: Escenario DG, Escenario GCA, Escenario ST.
- Caso 2 (Offshore – 1): Francia conectada a partir de una línea HVDC con el parque offshore y, además, ambos países interconectados. Escenarios: Escenario DG, Escenario GCA, Escenario ST.
- Caso 3 (Offshore – 2): Gran Bretaña conectada a partir de una línea HVDC con el parque offshore y, además, ambos países interconectados. Escenarios: Escenario DG, Escenario GCA, Escenario ST.
- Caso base (SinOffshore): Ninguno de los dos países conectado al parque offshore, solo entre ellos. Escenarios: Escenario DG, Escenario GCA, Escenario ST.

Para calcular el Welfare (cada escenario de los anteriores tiene su propio welfare) es necesario multiplicar los datos de las energías obtenidas del software por el número de días de cada mes correspondiente y por 24 h que tiene el día. Hay que realizar este paso ya que se habían introducido medias horarias en el software y lo que se va a necesitar es la energía anual (beneficio de todo el año/periodo).

Para obtener el Welfare de cada mes (en cada país) se siguen las siguientes fórmulas:

$$\text{Bienestar Francia } (B_1) = E_{c1}P_1 + E_{ex1}P_1 - \sum E_{ofe.venta,1}P_{ofe,1}$$

Donde:

$E_{c1}$ : Energía comprada del mes en Francia

$P_1$ : Precio de casación del mes en Francia

$E_{ex1}$ : Energía exportada o importada. Debido a que en todos los escenarios sale que se exporta energía desde Francia a Gran Bretaña, en el bienestar de Francia hay que considerar este término como energía exportada y se tiene en cuenta como una oferta de venta más. Por tanto, se introducirá negativa.

$\sum E_{ofe.venta,1}P_{ofe,1}$ : Sumatoria de las energías ofertadas en cada periodo por el precio a la que es ofertada de Francia. Se tendrá en cuenta hasta el punto de casación, es decir, la energía de venta casada.

$$\text{Bienestar Gran Bretaña } (B_2) = E_{c2}P_2 + E_2P_2 - \sum E_{ofe.venta,2}P_{ofe,2}$$

Donde:

$E_{c2}$ : Energía comprada del mes en Gran Bretaña.

$P_2$ : Precio de casación del mes en Gran Bretaña.

$E_{ex2}$ : Energía exportada o importada. Debido a que en todos los escenarios sale que se exporta energía desde Francia a Gran Bretaña, en el bienestar de Gran Bretaña hay que considerar este término como energía importada y se tiene en cuenta como una oferta de compra. Por tanto, se introducirá positiva.

$\sum E_{ofe.venta2} P_{ofe2}$ : Sumatoria de la energía ofertada en cada periodo por el precio a la que es ofertada en Gran Bretaña. Se tendrá en cuenta hasta el punto de casación.

Por último, para obtener el beneficio total de cada mes se realiza:

$$\text{Bienestar Total Mes } i (B_T) = \text{Bienestar Francia } (B_1) + \text{Bienestar Gran Bretaña } (B_2)$$

Una vez obtenido el beneficio total de cada mes, el siguiente paso será calcular el bienestar anual.

$$\text{Bienestar Anual } (B_A) = \sum_{i=1}^{12} \text{Bienestar Total Mes } i$$

Repitiendo esto para cada escenario y en cada caso se tendría:

- Caso Offshore: Bienestar de los escenarios DG, GCA y ST.
- Caso Offshore - 1: Bienestar de los escenarios DG, GCA y ST
- Caso Offshore - 2: Bienestar de los escenarios DG, GCA y ST
- Caso SinOffshore: Bienestar de los escenarios DG, GCA y ST. Este escenario será el considerado el caso base.

Obtenidos los bienestares anuales se puede observar que escenario y que caso tiene un mayor bienestar para la sociedad, esto será comentado en el punto “3. RESULTADOS OBTENIDOS”.

Dentro del bienestar de la sociedad es conveniente conocer, partiendo del caso base (caso sinOffshore), cual de los casos nos permite obtener un mayor beneficio, es decir, descubrir si es más rentable conectar los dos países al parque offshore o conectar solamente uno de ellos (y cuál de ellos más rentable).

La fórmula que obtiene el beneficio en cada caso es el siguiente.

$$\begin{aligned} \text{Beneficio de tener HVDC con parque offshore } (\text{€}) \\ = \text{Bienestar Anual}_{\text{casos}} - \text{Bienestar Anual}_{\text{base}} \end{aligned}$$

Donde:

- $\text{Bienestar Anual}_{\text{casos}}$ : Bienestar de los casos Offshore, Offshore – 1, Offshore – 2, es decir, aquellos casos donde se encuentra los países conectados con el parque offshore.
- $\text{Bienestar Anual}_{\text{base}}$ : Bienestar del caso base.

Concluyendo con este apartado, hay que comentar que se obtendrían nueve beneficios distintos, es decir, cada uno de los casos (offshore, offshore – 1, offshore – 2) tendría los beneficios de los escenarios DG, GCA y ST.

## 2.6.2 Rentabilidad de la inversión del parque offshore

### 2.6.2.1 Beneficio

El segundo estudio es conocer si es rentable la inversión teniendo en cuenta que el inversor solamente se encargaría del parque offshore. Para calcular el beneficio del parque offshore, en primer lugar, se tiene que determinar cuál sería el precio aproximado de venta de energía del parque en el año 2040.

Se va a realizar una aproximación del precio de venta de energía en 2040 debido a que el precio de casación obtenido en nuestro software es muy bajo, ya que se está considerando que el precio al que ofertan las renovables es igual a 0. Normalmente, las renovables ofertan al precio suficiente para que le compense existir como negocio. Por tanto, las casaciones futuras obtenidas del software serán utilizadas para el cálculo del sentido del intercambio de energía y para comparar el welfare de los distintos escenarios. Para obtener el beneficio del parque se va a utilizar un precio más realista a partir de una extrapolación del precio promedio de venta de energía en 2016, 2017 y 2018 [25][26].

Los precios en cada año son los siguientes:

- Francia
  - o Precio promedio 2016: 31,62 € / MWh
  - o Precio promedio 2017: 44,176 € / MWh
  - o Precio promedio 2018: 50,20 € / MWh
- Gran Bretaña
  - o Precio promedio 2016: 49,45 €/MWh
  - o Precio promedio 2017: 46,06 €/MWh
  - o Precio promedio 2018: 58,23 €/MWh

Con estos precios se ha realizado una aproximación lineal y se han obtenido los siguientes precios para 2040:

- Precio venta de energía 2040 en Francia: 72 € / MWh
- Precio venta de energía 2040 en Gran Bretaña: 68 € / MWh

Conociendo los precios a los que se vende la energía y la energía que es vendida del parque offshore en cada mes (obtenido en la ficha resumen aportada por el software), se puede conocer el beneficio que obtiene el parque offshore en cada mes.

$$\text{Beneficio parque offshore} = \sum_{i=1}^{12} P_i * \text{Energía vendida}_i$$

### 2.6.2.2 Inversión del parque offshore

Respecto al coste de inversión del parque offshore, cómo se indica en la inversión del Welfare, se han examinado datos en relación al coste del kW instalado de fechas recientes y según la referencia [24] el coste de inversión ronda a los 1250 €/kW.

Teniendo en cuenta que el parque offshore tiene una potencia instalada de 1000 MW, el precio total de inversión será de 1250 millones de euros (M€) y sería los únicos costes que tendría el parque offshore.

Obtenido los beneficios ( $F_t$  de la expresión del valor actual neto) y los ingresos ( $I_0$ ), de cada estudio, es posible determinar el número de años que tardaría en amortizarse, la TIR y el VAN. Estos resultados serán mostrados en el punto “RESULTADOS OBTENIDOS”.

## 2.6.3 Rentabilidad de la inversión del parque offshore y las líneas de conexión HVDC con Francia y Gran Bretaña.

### 2.6.3.1 Beneficios

En este punto se va a estudiar si sería interesante el proyecto, desde el punto de vista del inversor, en el caso de añadirle los costes de la línea HVDC al parque offshore. Por tanto, en este caso los beneficios tenidos en cuenta serán:

- Beneficios del parque offshore: Estos beneficios son los calculados en el punto “2.6.2.1”
- Renta de congestión: Se puede definir Rentas de Congestión de un sistema eléctrico como aquellos excedentes económicos que se originan debido a la existencia de precios diferentes entre dos puntos que llevan a cabo una transacción; diferencias ocasionadas en las restricciones de la red de transmission. [27]

El cálculo de la renta de congestión es el siguiente:

$$\text{Renta de congestión} = P_1 \times E_{ex1-2} - P_2 \times E_{ex1-2}$$

Donde:

$P_1$ : Precio de casación del país 1 (Francia)

$E_{ex1-2}$ : Energía que circula entre Francia y Gran Bretaña por las líneas HVDC que unen a ambos países con el parque offshore.

$P_2$ : Precio de casación del país 2 (Gran Bretaña)

Francia y Gran Bretaña están interconectadas a partir de dos líneas solamente en el “caso offshore”. En el “caso offshore – 1” y en el caso “offshore – 2” estos países están interconectados a partir de su línea de interconexión y cada país al parque offshore, pero no entre ellos con las dos líneas (se puede observar gráficamente en el punto “1.2”). Por tanto, la renta de congestión solamente se le sumará a los beneficios en el “caso offshore”. En el resto de casos el inversor tiene que hacer frente al coste de la línea de unión con el país correspondiente y al parque offshore.

### 2.6.3.2 Inversión

Para determinar el coste de inversión se han tenido en cuenta la suma de dos datos:

- Coste de la línea HVDC que une a los países (Francia y Gran Bretaña) con el parque offshore.
- Coste de la instalación del parque offshore.

El coste de la línea HVDC se determina a partir de un estudio (de un trabajo fin de grado) realizado en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros. En este estudio se presentan una serie de costes de inversión para unas potencias nominales y una sección del cable. Según las características del cable presente en este proyecto (potencia nominal de 1400 MW, sección del cable de 1400 mm<sup>2</sup> y longitud de 362 km), el coste de inversión de la línea es de 500 millones de euros (M€).

Respecto al coste de la instalación del parque offshore, se han examinado datos en relación al coste del kW instalado de fechas recientes. El coste de la inversión del parque offshore ronda a los 1250 €/kW [24] por lo que será el precio a tener en cuenta en este proyecto.

Teniendo en cuenta que el parque offshore tiene una potencia instalada de 1000 MW, el precio total de inversión será de 1250 millones de euros (M€).

El coste de la inversión total variará según los escenarios:

- Caso 1: 1250 M€ + 500 M€ + 500 M€ = 2250 M€
- Caso 2 y 3: 1250 M€ + 500 M€ = 1750 M€

## 3. RESULTADOS OBTENIDOS

---

**E**n este punto se van a mostrar los resultados procedentes del software y los resultados del cálculo de rentabilidad.

Como se ha visto en el punto “2.3 Cálculo de la rentabilidad”, se han desarrollado un gran número de casos y escenarios. A continuación, se van a mostrar los resultados obtenidos a partir de unas gráficas que comparan los diferentes casos. Con estas comparaciones se establecerán unas conclusiones de cómo se encuentran los escenarios y nos permitirán, posteriormente, justificar el por qué de los resultados de la rentabilidad.

Las comparaciones que se van a realizar son las siguientes:

- Comparación entre países de la energía total de compra, venta y de exportación para un mismo escenario (DG, GCA y ST).
- Comparación entre casos (offshore, offshore – 1, offshore – 2, SinOffshore) de la energía total de compra, venta y de exportación para un mismo escenario.
- Comparación del Bienestar.

Una vez analizados los resultados exportados por el software, se pasará a explicar los cálculos de la rentabilidad (TIR, VAN y número de años en amortizarse) comentando cuáles escenarios son rentables.

Debido a que en muchas ocasiones los gráficos son muy semejantes y se obtienen las mismas conclusiones, para evitar un exceso de redundancia, prácticamente se analizará una gráfica por caso (indicando las diferencias, en el caso de que las haya) y el resto se introducirán en un anexo.

### 3.1 Comparación entre países de la energía total de compra, venta y de exportación para un mismo escenario

Tal y como el propio título indica, a continuación, se observa una comparación, entre países, de las energías de compra, venta y exportación para un mismo escenario. Se mostrará solamente una gráfica completa por escenario donde se incluyen las energías totales compradas, vendidas y exportadas. Esto nos permitirá realizar una equiparación global mejor visualizada.

En esta comparación se permitirá conocer, principalmente, qué país genera y vende mayor cantidad de energía en cada caso y escenario.

Se repetirá el mismo proceso para cada uno de los casos (Offshore, SinOffshore, Offshore – 1, Offshore – 2 ) mencionados en el punto 2.3 de “METODOLOGÍA”.

#### 3.1.1 CASO OFFSHORE

##### 3.1.1.1 ESCENARIO DG

En la Figura 34 se puede observar lo siguiente:

- La energía total de compra por el parque offshore va a ser nula. Esto es debido a que el parque offshore solamente se encarga de vender y exportar energía al resto de países, siendo mínima la energía consumida.
- La energía total de compra de Francia y Gran Bretaña tiene un orden parecido. En la gráfica se puede apreciar que la energía comprada por Francia va a ser mayor que la de Gran Bretaña.

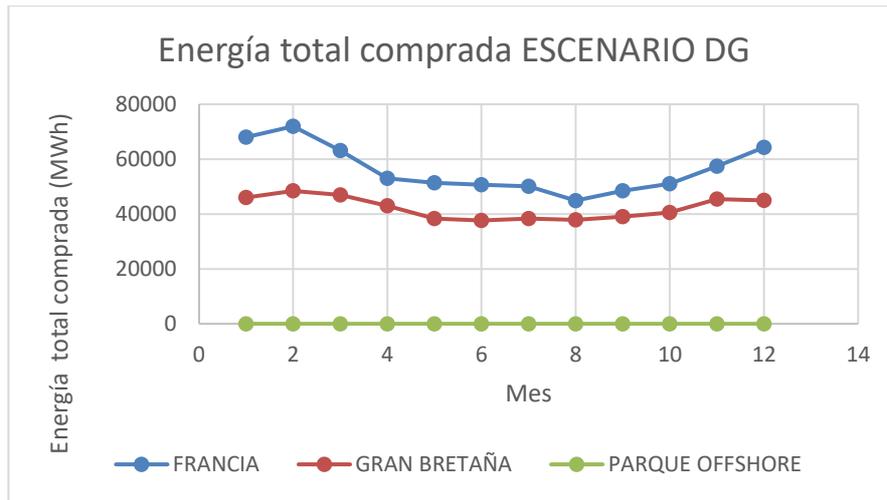


Figura 34. Energía total de compra Escenario DG. Caso Offshore

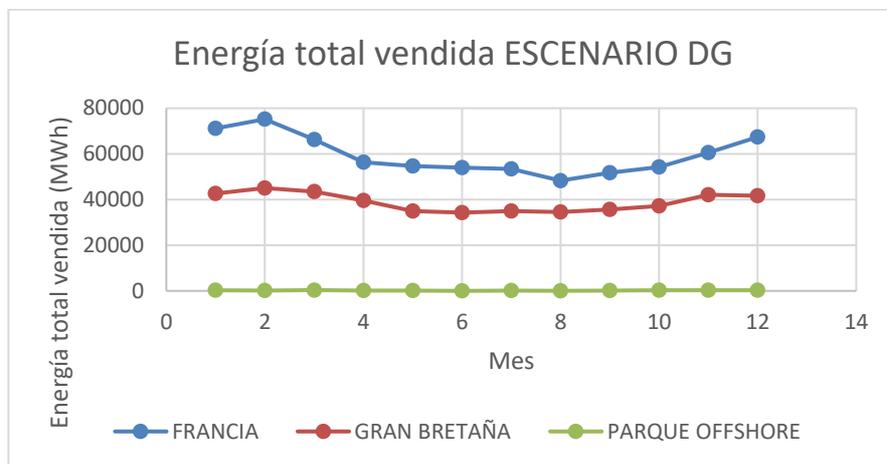


Figura 35. Energía total de venta Escenario DG. Caso Offshore

En la comparación de energía total vendida se puede apreciar que los resultados son bastantes parecidos a los de la comparación de energía comprada. El orden de los MW de cada país sigue siendo prácticamente los mismos. Aunque en la gráfica se aprecia que la energía vendida del parque offshore es nula, no es del todo cierto. Aparece una curva muy cercana al cero debido a la gran diferencia que existe con la venta de los países. Cada mes el parque offshore vende en torno a cientos de MW, sin embargo, en comparación con los MW de energía vendida, es pequeño.

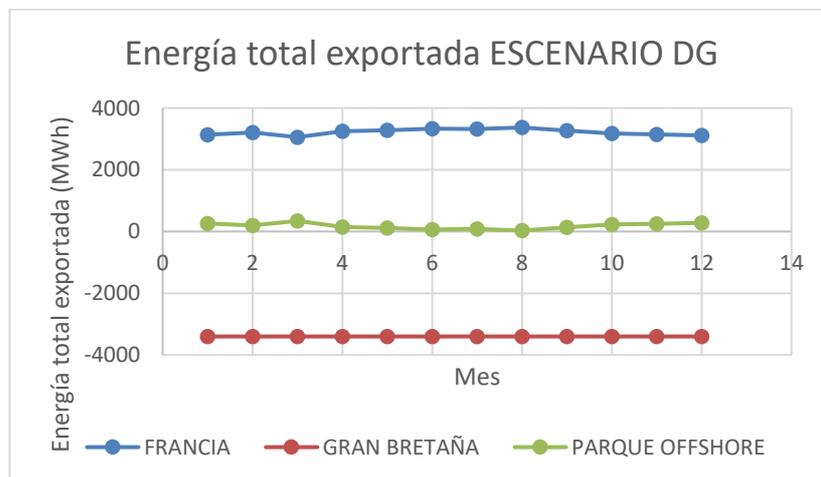


Figura 36. Energía total de exportación Escenario DG. Caso Offshore

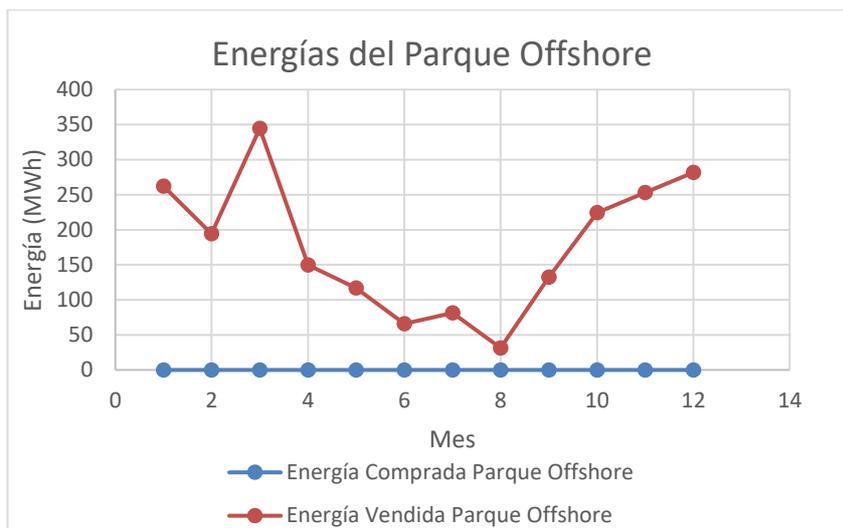


Figura 37. Energía comprada y vendida del Parque offshore en el Escenario DG. Caso Offshore

En la comparación de energía total exportada del escenario DG se puede apreciar como la energía eléctrica fluye desde Francia hacia Gran Bretaña, es decir, Francia exporta energía y Gran Bretaña importa energía. Además de la energía fluyente debido a la interconexión entre países, se exporta energía desde el parque offshore hacia Gran Bretaña. La suma de la exportación de Francia junto con la del parque offshore da la importación de Gran Bretaña.

Siguientemente se puede apreciar como las energías de compra (de ambos países) se encuentra dentro del mismo orden y las de exportación y venta exactamente igual. La suma de las energías de compra y exportación serán iguales a las de venta.

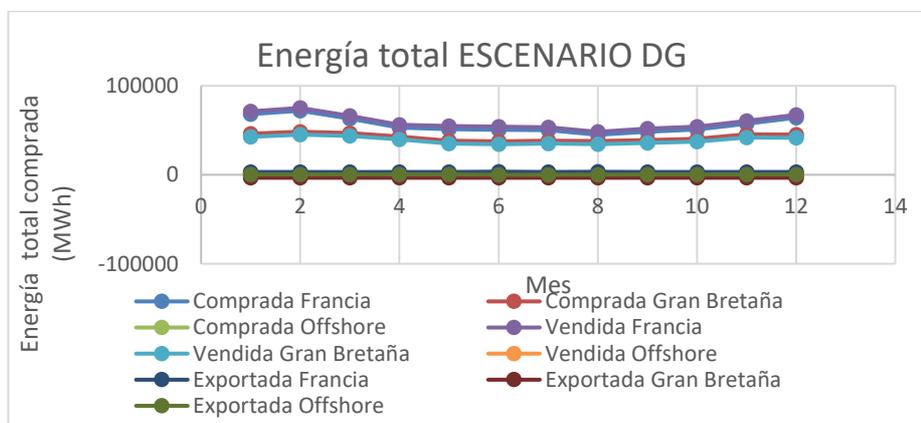


Figura 38. Energías totales del Escenario DG. Caso Offshore

### 3.1.1.2 ESCENARIO GCA

A partir de este escenario se va a presentar solamente la gráfica de energías totales debido al parecido de las gráficas en todos los escenarios.

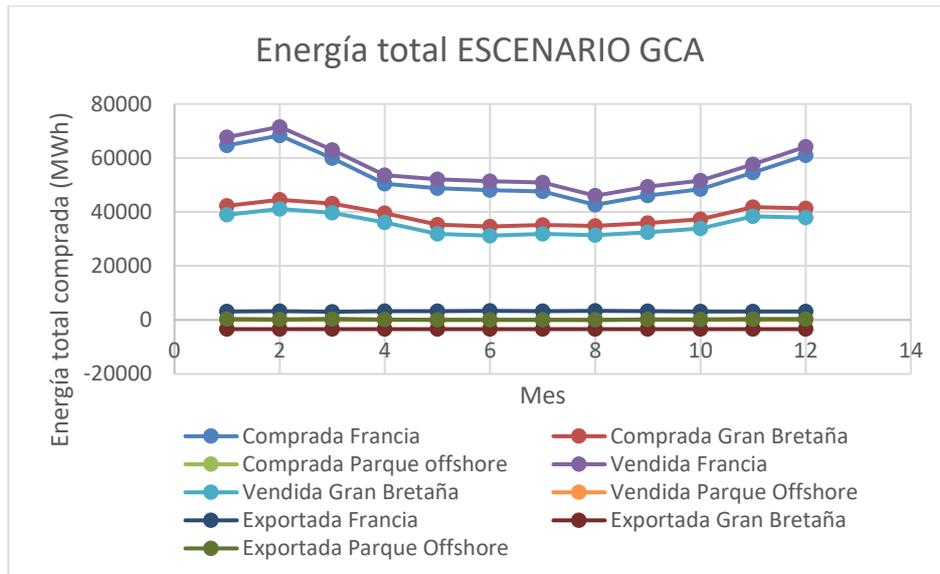


Figura 39. Energías del Escenario GCA. Caso Offshore

En la Figura 39 se puede apreciar que la cantidad de energía comprada en Francia es mayor que en Gran Bretaña. Igualmente, la energía vendida en Francia es superior a la de Gran Bretaña. Es lógico este resultado ya que la energía comprada junto con la exportada debe ser igual a la vendida y esta última, en ambos países, son del mismo orden.

Con respecto al parque offshore, como ya se ha comentado en la gráfica anterior, la energía comprada es 0 y la energía vendida (y exportada) es pequeña en comparación con las cantidades de energías que manejan los países. Estas cantidades van a ser cientos de MW, aunque debido al orden de Francia y Gran Bretaña, no se aprecia.

En relación con la energía exportada, se puede percibir energía negativa por parte de Gran Bretaña y positiva por parte de Francia y parque offshore. Al igual que en el caso anterior, Francia y el parque offshore exportan energía a Gran Bretaña. La importación recibida por este último país va a ser mayor a las 2000 MW de capacidad que tiene la línea de interconexión entre Francia y Gran Bretaña. Esto es debido a que Francia exporta toda la energía que puede y, además, se le añade la energía vendida por el parque offshore

### 3.1.1.3 ESCENARIO ST

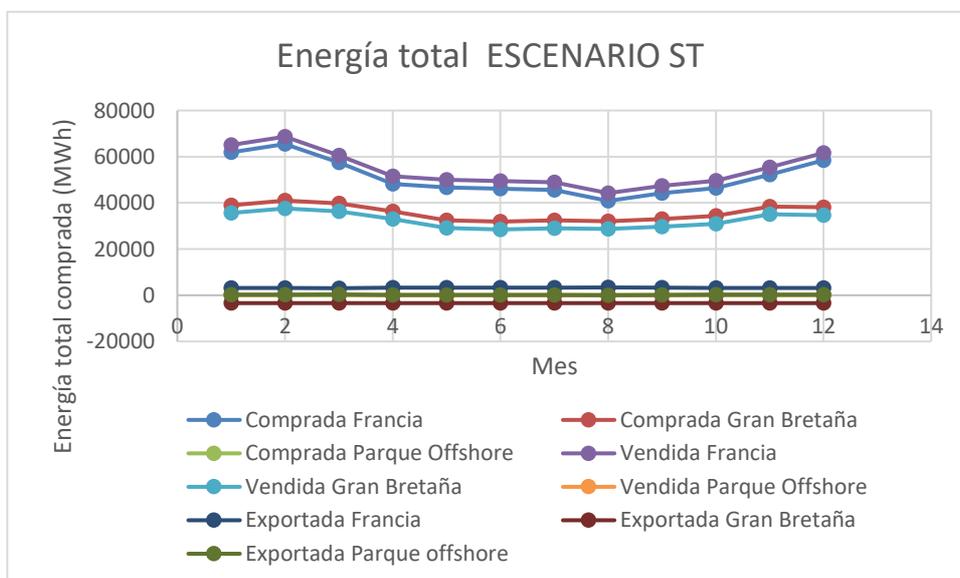


Figura 40. Energías del Escenario GCA. Caso Offshore

En el escenario ST, aunque las cantidades varían un poco con respecto a los dos escenarios anteriores, la comparación sigue el mismo patrón. Las energías compradas y vendidas de Francia siguen siendo mayores con respecto a las energías de Gran Bretaña y, además, Francia y el parque offshore continúan exportando energía a Gran Bretaña.

### 3.1.2 CASO: SINOFFSHORE

#### 3.1.2.1 ESCENARIO DG

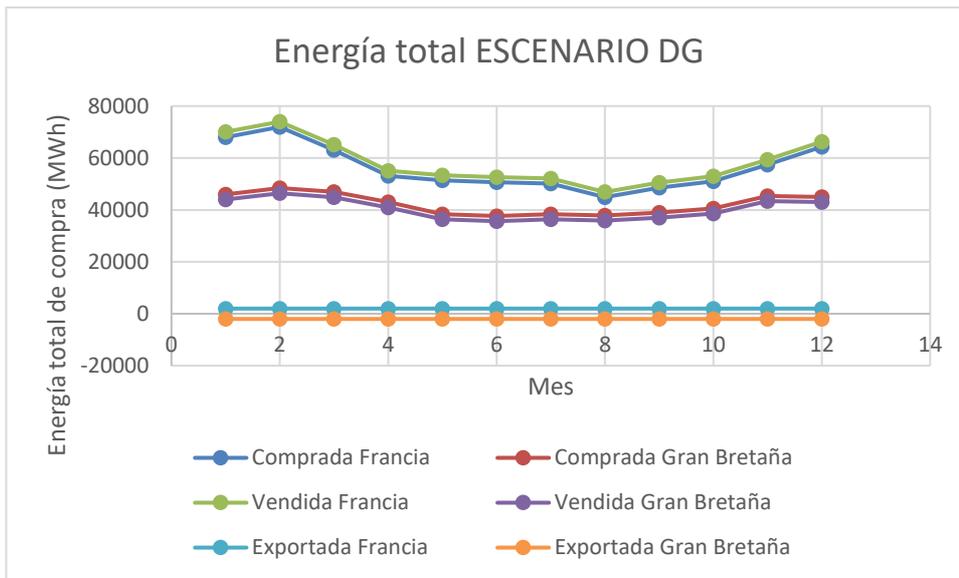


Figura 41. Energías del Escenario DG. Caso SinOffshore

En la Figura 41 se presenta un nuevo caso (SINOFFSHORE). En este, los países se encuentran interconexiónados, pero ninguno de ellos está conectado, a partir de una línea HVDC, con el parque offshore. Por tanto, solamente se tiene energía comprada, vendida y exportada de Francia y Gran Bretaña. Se puede observar que la energía comprada y vendida de cada país (parecido al caso OFFSHORE) son prácticamente iguales. La única diferencia que existe entre ellas es una exportación de 2000 MW, máxima permitida por la línea de interconexión.

Al parecer, tras varias gráficas ya comentadas, aunque la energía que necesita comprar Francia es mayor, la energía siempre es exportada por parte de este país. Esto es debido a que las cantidades (mayores o menores) no es lo que define la importación, sino los precios de casación de la energía. Si Francia casa a unos precios menores que los del Gran Bretaña, le traspasa la energía que es posible.

Debido a que los escenarios siguientes del caso “SinOffshore” son bastantes parecidos, aunque no presentan exactamente los mismos datos, el análisis realizado para esta gráfica servirá para las dos gráficas siguientes y se añadirán al anexo.

### 3.1.3 CASO OFFSHORE – 1

#### 3.1.3.1 ESCENARIO DG

El tercer caso de esta comparación es el del Offshore – 1. Se caracteriza por encontrarse Francia y Gran Bretaña interconexiónados y, además, Francia conectado al parque offshore. Como tercer caso analizado de esta comparación, se puede observar que los resultados de todos los escenarios (exceptuando un poco el SinOffshore debido a que tiene solo dos países) en todos los casos son muy parecidos. Se mantiene que las energías compradas y vendidas de Francia son mayores que las de Gran Bretaña y a la vez, muy parecidas.

A diferencia de los anteriores, en este caso en la energía importada en Gran Bretaña son los 2000 MW. La energía exportada, debido a que solo fluye por la interconexión, debe sumar 2000 MW entre Francia y el parque offshore.

Por tanto, como en casos anteriores, la energía del parque offshore y la energía exportada son muy pequeñas en comparación con las de que fluyen entre los otros dos países.

Este ejemplo es muy parecido al de los escenarios GCA y ST por lo que sirve de análisis de los siguientes.

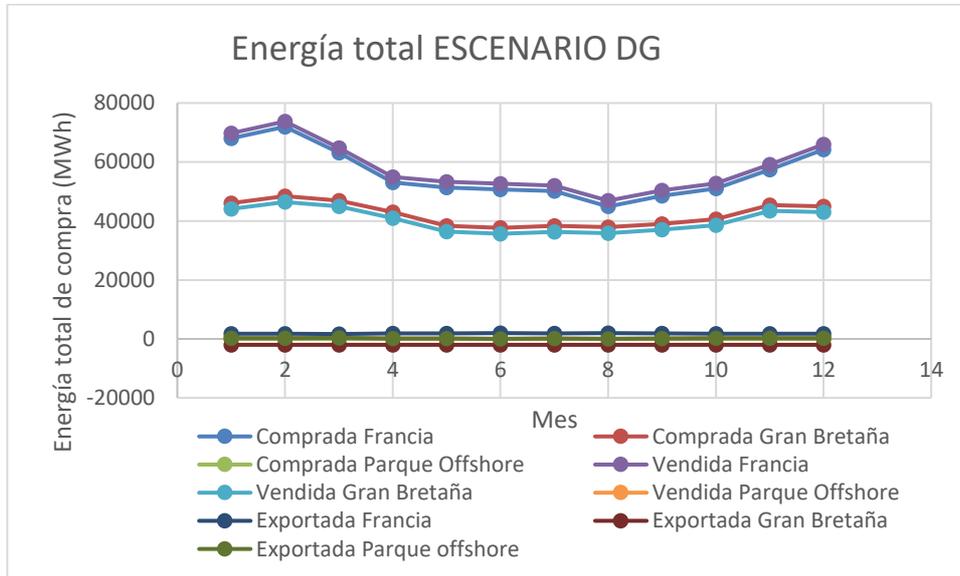


Figura 42. Energías del Escenario DG. Caso Offshore - 1

### 3.1.4 CASO OFFSHORE – 2

#### 3.1.4.1 ESCENARIO DG

Como último caso de esta comparación encontramos el Offshore – 2. Este presenta la unión entre Francia y Gran Bretaña y, además, Gran Bretaña conectado al parque offshore. Presenta el mismo análisis que todos los anteriores debido a su similitud con el resto de escenarios (al igual que ocurrirá con los escenarios GCA y ST).

La principal diferencia es que en este caso recibe mayor cantidad de energía (Gran Bretaña) de Francia y parque offshore. La energía exportada por Francia llega al máximo permitido por la capacidad (2000 MW). Además, toda la energía generada por el parque offshore es suministrada a Gran Bretaña, siendo mayor la importación que en el caso Offshore - 1.

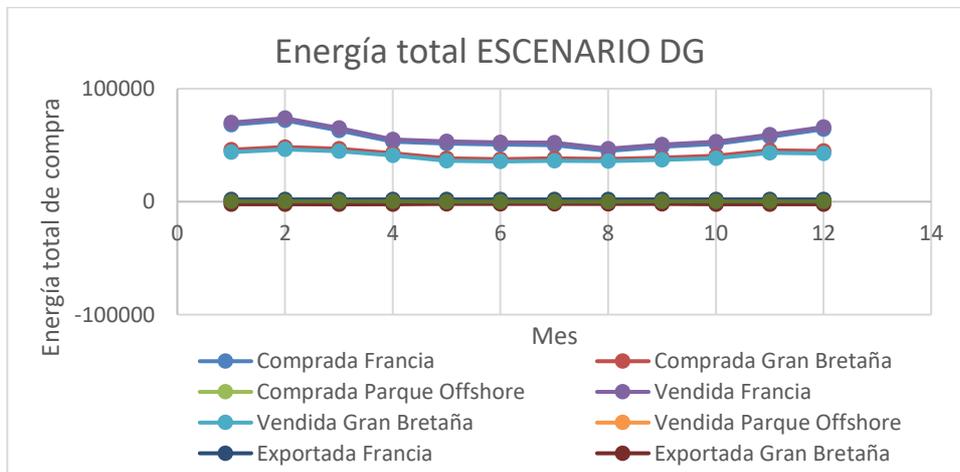


Figura 43. Energías del Escenario DG. Caso Offshore - 2

## 3.2 Comparación entre los casos de la energía total de compra, venta y de exportación para un mismo escenario.

En este apartado se mostrarán tres gráficas por cada escenario: energía total comparada, energía total vendida y energía total exportada. En estas se incluirán todos los casos existentes para cada país. Al igual que en la primera comparación, la mayoría de gráficas son muy parecidas por lo que se comentarán en mayor profundidad la primera de cada escenario y las demás se incorporarán al anexo.

### 3.2.1 ESCENARIO DG

#### 3.2.1.1 ENERGÍA TOTAL DE COMPRA

La Figura 44 representa la energía total de compra para el escenario DG. Como se puede observar, se incluyen todos los casos posibles de los tres países. Lo más importante de esta comparación es que en todos los casos existe la misma energía comprada para cada país, es decir, la energía comprada en todos los casos de Francia será igual, pero se diferenciarán de Gran Bretaña (se observa por tanto solo tres curvas que hará referencia a cada país).

Aunque la energía comprada para cada caso es la misma, sin embargo, como se puede observar más adelante, no es igual para cada escenario.

Manteniendo la línea de la primera comparación, la energía comprada, vendida y exportada por Francia es mayor que la comprada, vendida y exportada por Gran Bretaña en todos los casos. Como ya se ha comentado en puntos anteriores, la energía comprada por el parque offshore es nula.

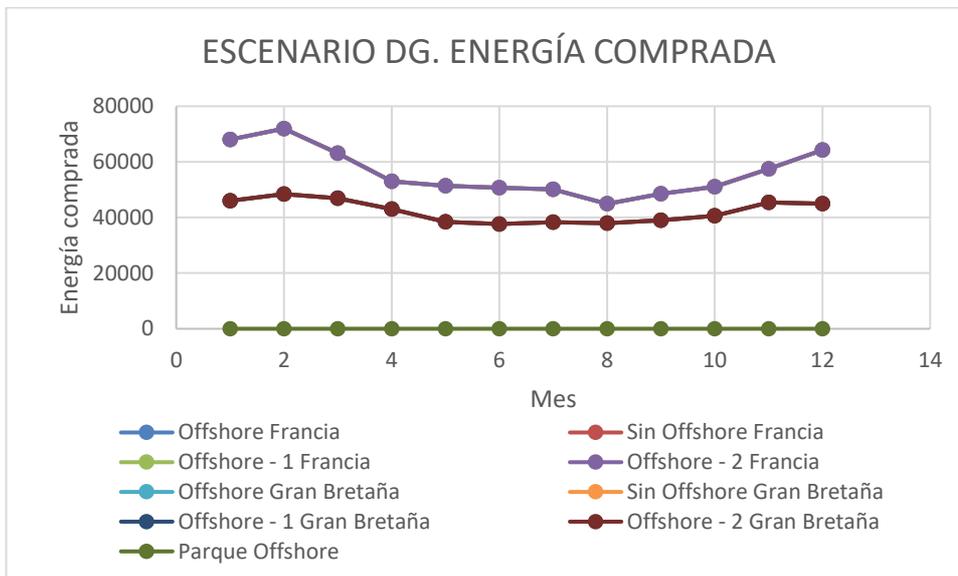


Figura 44. Energía comprada Escenario DG

#### 3.2.1.2 ENERGÍA TOTAL DE VENTA

En segundo lugar, se puede observar la energía total vendida en el Escenario DG. Se puede apreciar que el país que más energía vende es Francia, siguiéndole Gran Bretaña y, por último, el parque offshore (miles de MW que en comparación con los demás países es pequeño).

Aunque la energía vendida en cada caso es muy parecida, sin embargo, no es exactamente igual. Las mínimas

diferencias de energía que existen entre un caso y otro y entre cada escenario, producen grandes diferencias en el Welfare.

Para Francia, el caso en el que más energía se vende es en el Offshore, seguido del SinOffshore y Offshore – 2 (que se vende la misma energía). En el que menos energía se vende es en el caso Offshore – 1.

Respecto a Gran Bretaña, los casos de SinOffshore y Offshore – 1 son los que más energía venden seguidos de Offshore.

Por último, el parque offshore vende igual en cada caso ya que la energía que va a generar el parque es siempre la misma y, además, oferta a cero euros.

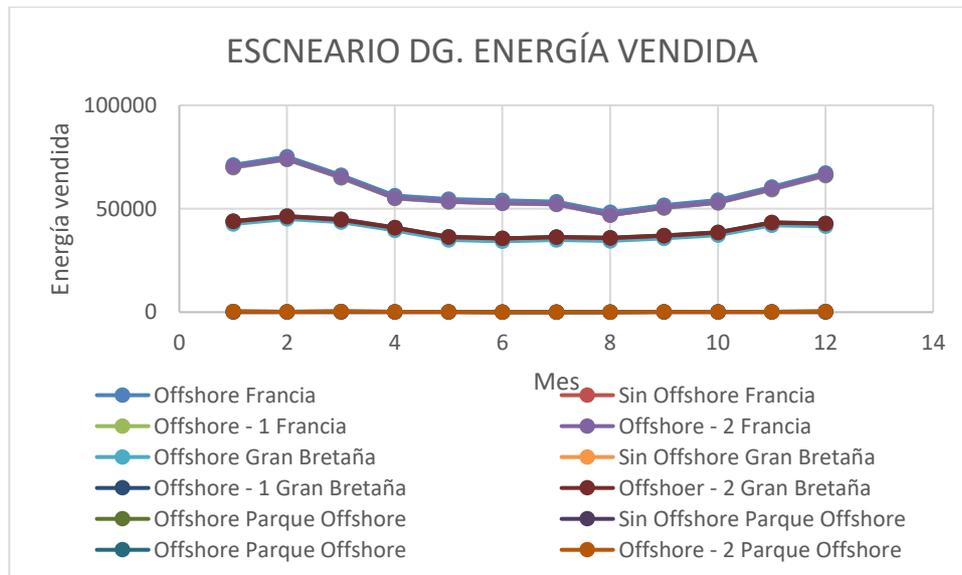


Figura 45. Energía vendida Escenario DG

### 3.2.1.3 ENERGÍA TOTAL DE EXPORTACIÓN

En la Figura 46 se puede observar como la principal energía exportada viene de Francia y es dirigida hacia Gran Bretaña. El caso en el que más energía se exporta es en el Offshore. Esto es debido a que es el momento en el que hay mayor nivel de líneas interconectadas y la capacidad para transportar energía es mayor. El siguiente de los casos en el cual se exporta mayor energía es cuando Gran Bretaña se encuentra conectada al parque offshore. Se debe a que Francia (que casa a un precio más barato) puede exportar toda la energía por la línea de interconexión y, además, el parque offshore se encuentra exportando la energía generada. Como ya se ha comentado en casos anteriores, el caso Offshore – 1 tiene la capacidad de transporte muy limitada al tener que fluir la energía solo por la interconexión entre los países. Por último, en el caso SinOffshore solo se intercambia energía entre Francia y Gran Bretaña a lo máximo a lo que permite la línea.

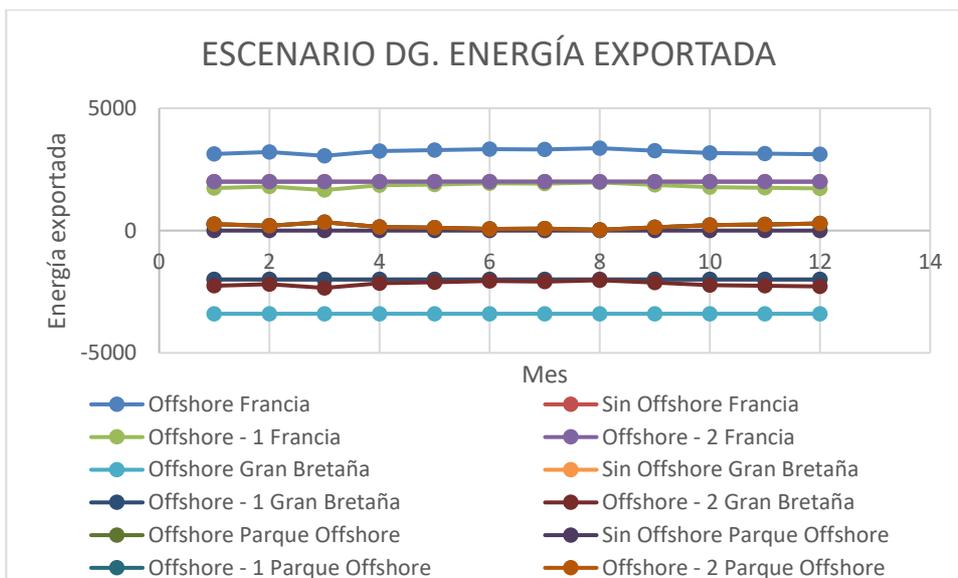


Figura 46. Energía exportada Escenario DG

Las gráficas del resto de escenarios (GCA y ST) se incorporarán al anexo.

Para finalizar con el apartado de “RESULTADOS OBTENIDOS” se realizará en primer lugar, una comparación del bienestar y se comentarán y mostrarán los resultados de la rentabilidad social. Tras ello, se realizará un estudio parecido de la rentabilidad del parque offshore.

### 3.3 Comparación del Bienestar Social (Welfare).

#### 3.3.1 OFFSHORE

Como se ha explicado en el punto 2.3 Cálculo de la rentabilidad, el bienestar depende de los precios a los que la energía es casada. Por tanto, hay que tener en cuenta la diferencia existente entre los precios de la energía vendida. El precio mínimo se encuentra a 1,69 €/MWh, mientras que el precio máximo se encuentra a 35,28 €/MWh, correspondiendo a los escenarios DG y escenario ST respectivamente. El escenario GCA se encuentra en un punto intermedio con un valor de 30,24 €/MWh. Estos precios explican la principal razón entre los diferentes welfare.

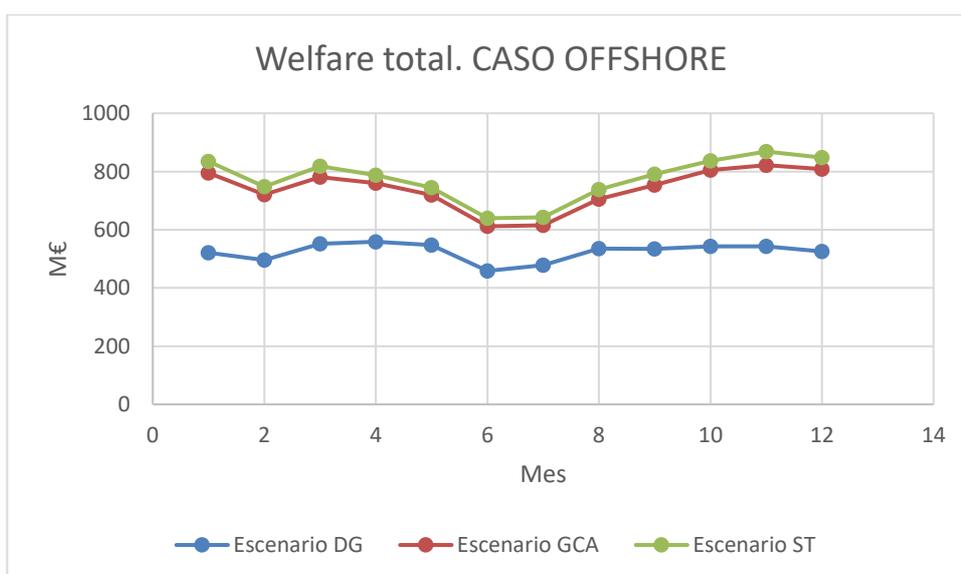


Figura 47. Welfare Total. Caso Offshore

La Figura 47, que se repetirá de forma parecida para cada uno de los casos, muestra que el escenario que mayor bienestar tiene es el ST, seguido del GCA y por último el DG. Por tanto, según se puede apreciar, el escenario DG será menos rentable que el escenario GCA y este a su vez, menos rentable que el ST.

Una vez iniciado las comparaciones para el caso Offshore, las siguientes siguen los mismos patrones y análisis por lo que el resto de gráficas se mostrarán en el anexo (6.4)

Tabla 2. Bienestar en cada caso y escenario

	Escenario DG	Escenario GCA	Escenario ST
Bienestar Caso Offshore (M€)	6291,87	8897,47	9298,16
Bienestar Caso Offshore - 1 (M€)	5847,69	8197,65	8474,21
Bienestar Caso Offshore - 2 (M€)	6019,73	8450,04	8748,26
Bienestar Caso Sin Offshore (M€)	5818,07	8191,93	8468,93

Como se puede observar en la tabla “Bienestar en cada caso y escenario”, el caso Offshore, es decir, el caso en que los países se encuentra interconectados y, además, ambos países están conectados al parque offshore, es el más rentable de todos para la sociedad. Por tanto, es el proyecto más interesante socialmente, aunque se verá en los siguientes puntos si es el caso más rentable para el inversor.

Dentro de este caso, el escenario ST es más rentable, seguido del GCA y por último el DC. Este es el caso más rentable debido a que es el proyecto donde se puede intercambiar mayor energía entre Francia y Gran Bretaña (hasta 3400 MW) y, por tanto, se pueden abaratar más los costes de la energía en Gran Bretaña. El software devuelve unos precios de casación de Gran Bretaña mucho más caros que los de Francia. Añadiendo más comentarios, el escenario ST es el escenario que casa a unos precios más altos en Gran Bretaña. Esto conlleva que el ahorro de tener la interconexión con Francia a partir de su propia línea y con el parque offshore, abarata muchos los costes. El precio de casación en Gran Bretaña en el escenario GCA es el segundo más caro y por último el escenario DG.

El caso del parque offshore conectado solamente a Gran Bretaña es el segundo más rentable (manteniéndose el mismo orden de rentabilidad de los escenarios por las mismas conclusiones anteriores). Este proyecto abarataría mucho los costes de Gran Bretaña al comprar energía del parque offshore mucho más barata y al comprar energía de Francia, también mucho más baja. Sin embargo, en este caso la energía exportada a Gran Bretaña es menor, debido a que no está conectados ambos países con dos líneas. Si en el caso offshore se saturan ambas líneas, es decir, se exportan los 3400 MW, en este caso se exporta la máxima energía que se puede por la línea de interconexión entre Francia y Gran Bretaña (2000 MW) más la energía que genera el parque offshore (no llega a los 1400 MW que es capaz de transportar la línea). En conclusión, permite reducir menos los costes de Gran Bretaña y con ello, los de la sociedad.

Por último, el caso menos rentable de aquellos en los que se instala un parque offshore es el de este conectado a Francia. Francia tiene unos precios de casación muy bajos y por tanto, no se abaratan tantos los costes al conectarse al parque offshore. Aun así, este caso es más rentable que el no conectar parque offshore desde el punto de vista de la sociedad.

### 3.3.2 BENEFICIO DE TENER HVDC Y EL PARQUE OFFSHORE

Siguiendo los pasos indicados en la metodología para el cálculo de la rentabilidad, a continuación, se presenta el beneficio (diferencia de welfares de los distintos casos con respecto al caso base) de tener la línea HVDC y el parque offshore, es decir, comparando cada uno de los casos con línea HVDC (Offshore, Offshore – 1, Offshore – 2) con el caso base (SinOffshore), el cual no tiene línea HVDC, se puede observar cuales escenarios en cada caso obtienen un mayor beneficio para la sociedad.

Este diagrama de barras nos presenta claramente aquellos escenarios que serán rentables.

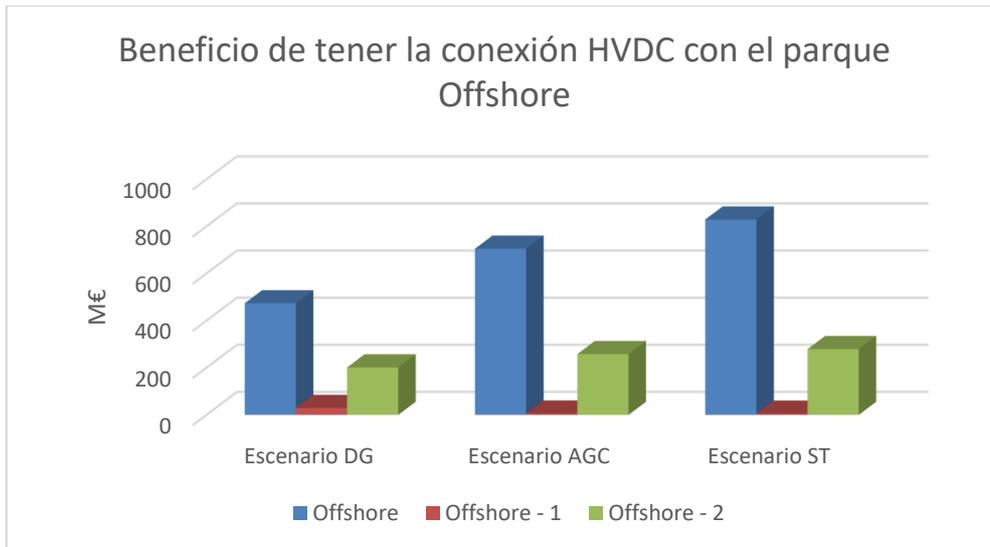


Figura 48. Comparación del beneficio de tener HVDC por escenarios

Como se puede observar, el caso offshore presenta los mayores beneficios en cada escenario.

El caso offshore tendrá su mayor rentabilidad en el escenario ST. Queda justificado ya que como se puede observar en las gráficas anteriores del Welfare total en cada caso, el escenario ST es el que presentaba los mejores Welfare.

Siguiendole a este caso, se encuentra el Offshore – 2. Se ha comentado a lo largo del trabajo que en este caso siempre se obtenían unas mayores exportaciones al del caso Offshore - 1. Esto le permite al país casar la energía más barata y, por tanto, obtener mejores beneficios. Se observa, igualmente, que en los escenarios ST y GCA se tiene mayores beneficios que en el escenario DG.

Por último, el caso de Offshore – 1 es el menos rentable de todos los casos. Al realizar la diferencia de este caso con el caso sin conexión al parque offshore, se muestra que es menos rentable este caso que los dos anteriores.

En conclusión, al restar el caso base se puede observar que todos los escenarios son interesantes desde el punto de vista de la sociedad ya que todos obtienen un bienestar de millones de euros. Corroborando lo comentado en el punto anterior, la conexión de ambos países el parque es lo más beneficioso para la sociedad, seguido del caso de Gran Bretaña conectado al parque, y por último, Francia conectado al parque.

### 3.4 Rentabilidad del parque offshore desde el punto de vista del inversor

Como se ha comentado en el punto “2.6.2”, los precios de venta de energía prevista para 2040 tras una aproximación lineal serían:

- Precio venta de energía 2040 en Francia: 72 € / MWh
- Precio venta de energía 2040 en Gran Bretaña: 68 € / MWh

En este estudio no se tienen en cuenta los costes de las líneas HVDC que une el parque offshore con Francia y Gran Bretaña, pero, sin embargo, si se tendrá en cuenta en el punto “3.5”.

La inversión realizada por el parque Offshore será 1200 €/kW instalado, es decir, 1200 Millones de euros ya que se tiene 1000 MW instalados.

Se adjunta en el anexo en el apartado “6.5 Rentabilidad del parque Offshore” el beneficio total obtenido en cada mes y el anual.

Para obtener los años que va a tardar cada escenario en amortizarse y con ello, ver si es viable o no ese escenario, se parte de la formula vista anteriormente para el Welfare.

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_o + \frac{F_t}{(1+k)^1} + \frac{F_t}{(1+k)^2} + \frac{F_t}{(1+k)^t} + \dots + \frac{F_t}{(1+k)^n}$$

Introduciendo en ella el beneficio anual de cada escenario, el interés aplicado (3 %) y el coste de la inversión inicial, podemos obtener el año (n) en el que el escenario es amortizado.

Para ello, se va a mostrar una tabla con el cálculo del VAN que se obtendría en cada año. El momento en el que este pase de negativo a positivo es cuando el proyecto es amortizado (las tablas del cálculo del año de amortización se mostrarán en el ANEXO).

Por tanto, los años en amortizarse son:

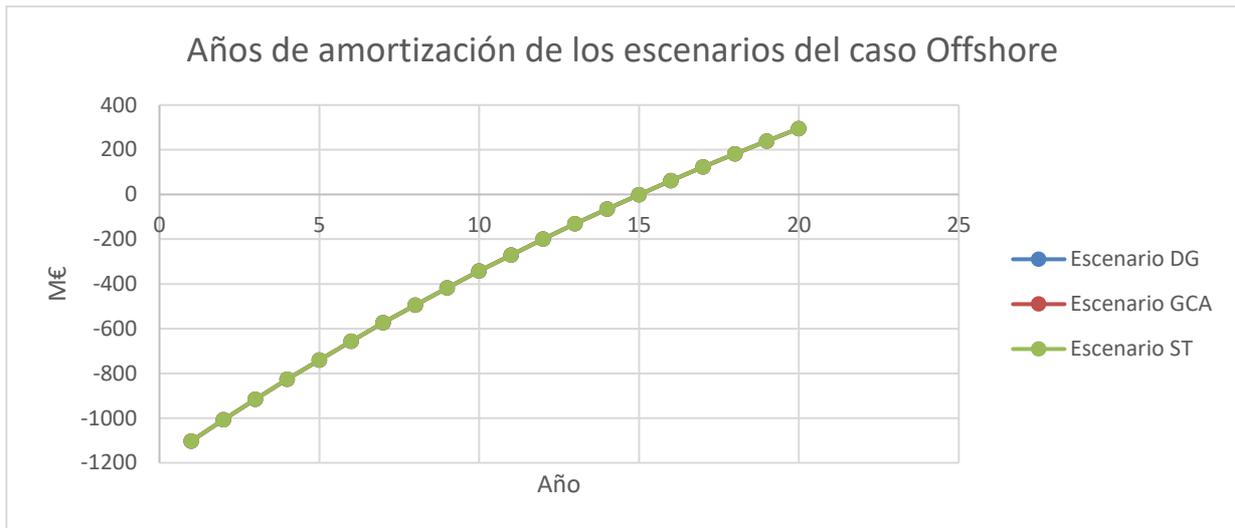


Figura 49. Años en amortizarse el parque offshore en los escenarios del caso Offshore

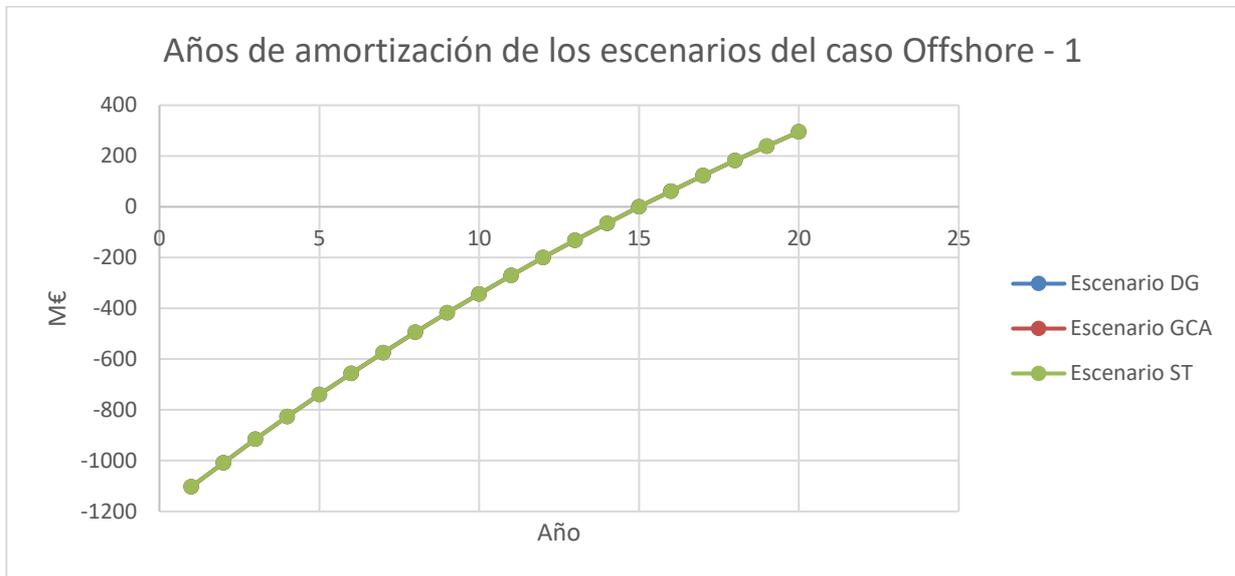


Figura 50. Años en amortizarse el parque offshore en los escenarios del caso Offshore - 1

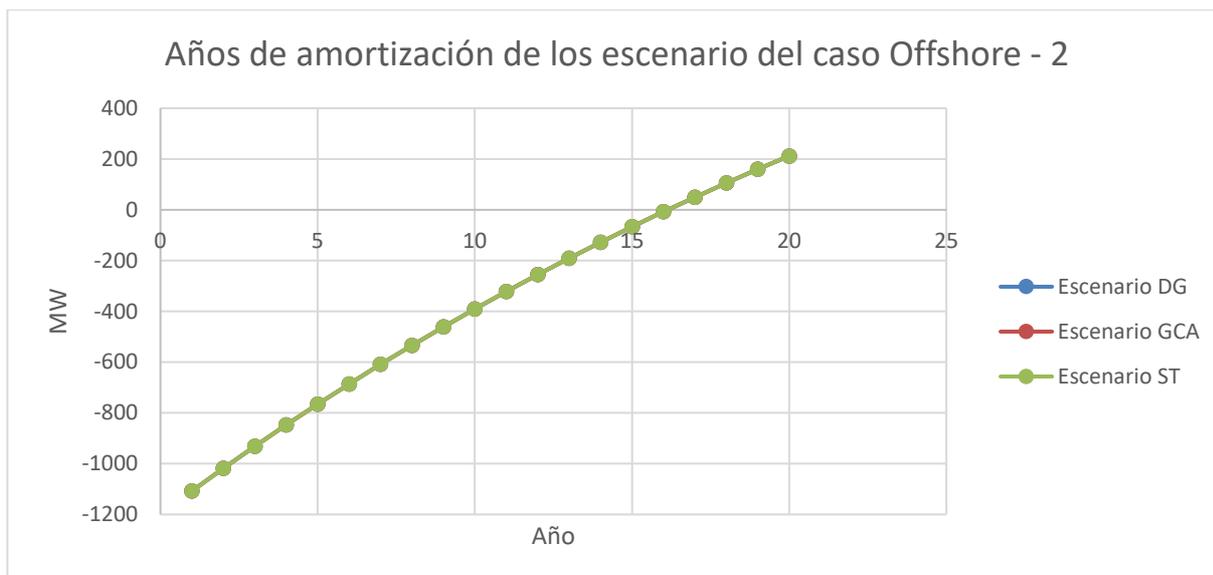


Figura 51. Años en amortizarse el parque offshore en los escenarios del caso Offshore – 2

El caso Offshore – 1 y el caso Offshore son los que tardan menos años en amortizarse debido a que son los casos donde se vende la energía al precio de Francia (precio más caro según la aproximación lineal).

Teniendo en cuenta los precios de venta de energía en 2040, puede pensarse que los precios son bajos puesto que ya es de 50,20 € / MWh en 2018, es decir estamos en una suposición de precios muy bajos y casi sale rentable.

En definitiva, si los precios de la energía siguen creciendo con la misma tendencia, como este caso, sí es rentable; y si nos vamos a una posición de crecimiento de precios de la energía menor, la rentabilidad empieza cuestionarse.

Los TIR obtenidos (tenido en cuenta para 20 años) para los casos son los siguientes (la fórmula utilizada es igual a la del cálculo del TIR del bienestar social):

Tabla 3. TIR del Parque offshore

	Escenario DG	Escenario GCA	Escenario ST
Offshore	6%	6%	6%
Offshore - 1	6%	6%	6%
Offshore - 2	5%	5%	5%

El TIR desde el punto de vista de la inversión del parque offshore no es tan rentable como desde el punto de vista social. Para el parque offshore, los casos más rentables son el Offshore y Offshore – 1 debido al tema tratado en los años de amortización.

Como última señal de rentabilidad del parque offshore se va a tener en cuenta el VAN (igualmente para 20 años):

Tabla 4. VAN para el Parque Offshore

	Escenario DG	Escenario GCA	Escenario ST
Offshore	294,93 M€	294,93 M€	294,93 M€
Offshore - 1	294,93 M€	294,93 M€	294,93 M€
Offshore - 2	211,88 M€	211,88 M€	211,88 M€

Como se puede observar, tanto desde el punto de vista del bienestar social como desde el del parque offshore, todos los escenarios y casos son retables, ya que se obtiene un beneficio anual de M€.

En conclusión con este estudio, es rentable la construcción de todos estos proyectos desde el punto de vista del inversor, ya que las ganancias son de millones de euros. Alrededor de los 15 años, la inversión estaría amortizada. Desde el punto de vista del inversor, es igual de rentable el caso de conectar ambos países al parque offshore o de conectar solamente el parque offshore a Francia. Es un poco menos rentable la conexión del parque offshore a Gran Bretaña, aunque sigue siendo rentable.

Hasta este punto, es considerable realizar la instalación del proyecto del caso “offshore” ya que es el más rentable para la sociedad y para el inversor.

### 3.5 Rentabilidad del parque offshore y líneas HVDC desde el punto de vista del inversor

Para finalizar con los estudios, se van a presentar la rentabilidad en el caso de que el inversor se haga cargo del parque offshore y, además, con los costes de la línea HVDC de interconexión del parque offshore con ambos países.

#### 3.5.1.1 Inversión

Como se comentó en el apartado 2.3 de Cálculo de rentabilidad, el coste del cable HVDC de instalación es de 500 millones de euros cada tramo de 362 km. Es decir:

- En el caso offshore, debido a que se encuentran Francia y Gran Bretaña conectados al parque offshore, la línea HVDC suma 724 km. Por tanto, el coste de la inversión en este caso será de 1000 millones de euros.
- Para los casos Offshore – 1 y Offshore – 2, solamente uno de los países se encuentra conectado al parque offshore y el coste de la inversión en estos casos serán de 500 millones de euros.

Además, el coste de inversión de instalar el parque offshore es de 1250 millones de euros.

#### 3.5.1.2 Beneficios

Como se ha comentado en el punto “2.6.3.1”, son dos los beneficios tenido en cuenta para este estudio de rentabilidad:

- Beneficio del parque offshore: Estos beneficios ya han sido comentados en el punto “3.4” y se presentan en el ANEXO “6.5”.
- Renta de congestión: Se va a presentar en el ANEXO en el punto “6.6.1”

Los beneficios anteriores se van a mantener constantes para calcular los años de amortización.

Para los casos “offshore – 1” y “offshore – 2”, los beneficios son solo los del parque offshore.

#### 3.5.1.3 Años en amortizarse

Para obtener los años que va a tardar cada escenario en amortizarse y con ello, ver si es viable o no ese escenario, se parte de la fórmula vista en el apartado 2.3 Cálculo de la rentabilidad. La fórmula es la siguiente:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_o + \frac{F_t}{(1+k)^1} + \frac{F_t}{(1+k)^2} + \frac{F_t}{(1+k)^t} + \dots + \frac{F_t}{(1+k)^n}$$

Introduciendo en ella el beneficio de cada escenario, el interés aplicado (10 %) y el coste de la inversión inicial, podemos obtener el año (n) en el que el escenario es amortizado.

Se va a presentar los años que tarda en amortizarse cada caso a partir de las siguientes gráficas.

### Caso Offshore

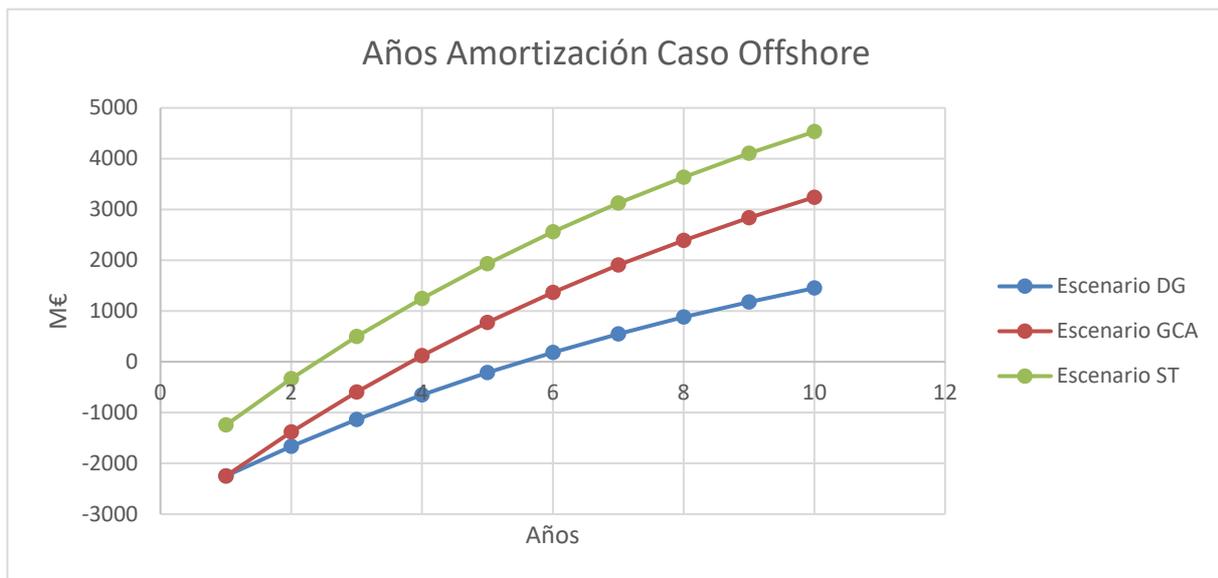


Figura 52. Años de amortización del caso Offshore

Se puede observar que en el caso offshore el escenario más rentable es el del escenario ST, se amortiza entre los dos y los tres años. Tras ello, el más rentable sería el escenario GCA que se encuentra entre el segundo y el tercer año, pero un poco más avanzado. Por último, el menos rentable es el escenario DG. Este escenario tarda entre cuatro y cinco años en amortizarse. Todos los escenarios son rentables ya que en cinco años todos están amortizados.

**Caso Offshore - 1**

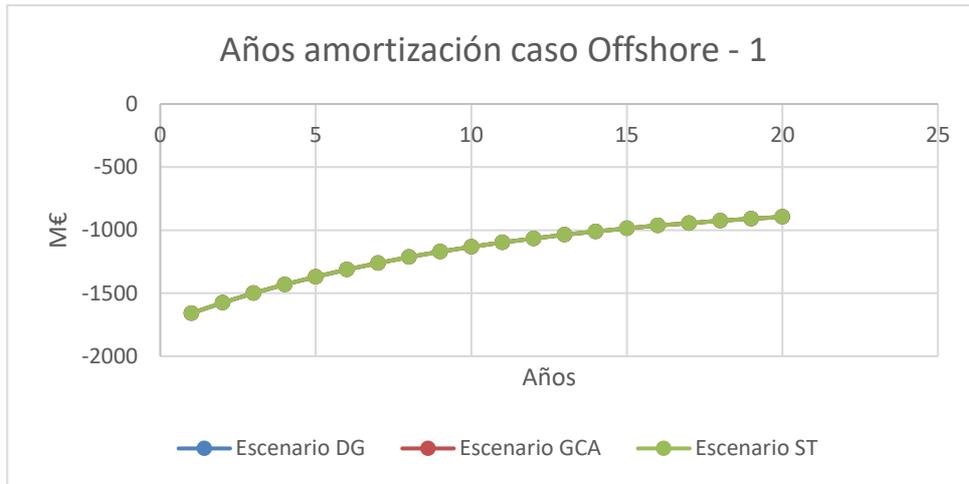


Figura 53. Años en amortizarse caso Offshore - 1

En este caso, los tres escenarios presentan los mismos años en amortizarse debido a que los beneficios (del parque offshore) y las inversiones (parque offshore y línea de conexión entre Francia y Gran Bretaña) son las mismas. Se puede comprobar que no es rentable este caso en este estudio, debido a que nunca sobre pasa el eje x.

**Caso Offshore – 2.**

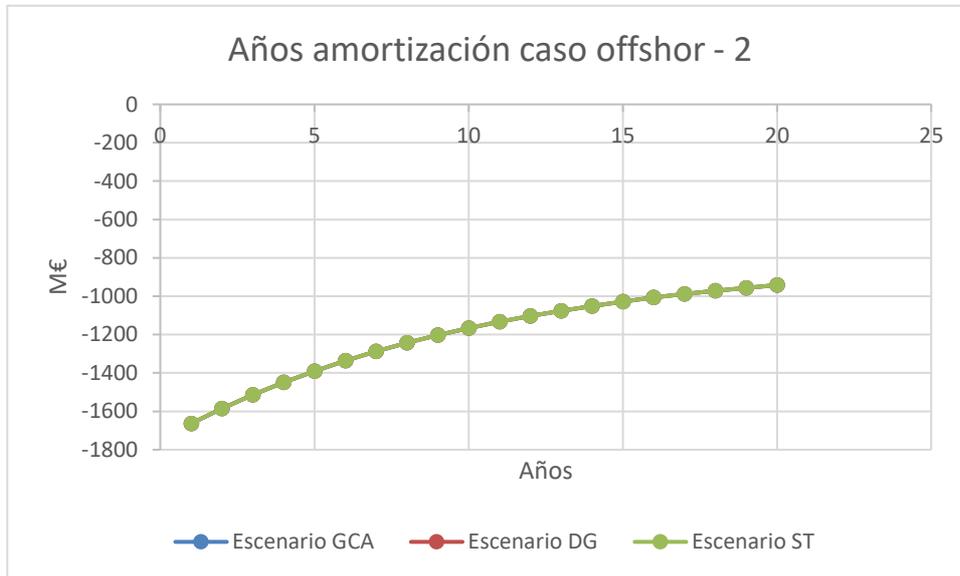


Figura 54. Años en amortizarse caso Offshore – 2

Igualmente, presenta las mismas características del caso offshor – 1.

Se puede observar en las figuras anteriores, que el caso de ambos países conectados a partir de una línea de interconexión y, además, ambos países conectados al parque offshore, es el único caso rentable para el inversor al tener en cuenta la inversión de la línea HVDC y del parque offshore. Esto se debe a que, gracias a las ayudas de la renta de congestión, el inversor es capaz de hacer frente al parque offshore y a las líneas HVDC.

### 3.5.1.4 TIR

A continuación, se puede observar la fórmula para calcular el TIR. El TIR sería el valor del interés para un valor del VAN igual a cero.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_t}{(1 + TIR)^1} + \frac{F_t}{(1 + TIR)^2} + \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} + \dots + \frac{F_t}{(1 + TIR)^n}$$

Los TIR obtenidos para los escenarios DG, GCA y ST de todos los caños son los siguientes:

Tabla 5. TIR

	Escenario DG	Escenario GCA	Escenario ST
Offshore	28%	42%	49%
Offshore - 1	1%	1%	1%
Offshore - 2	1%	1%	1%

Como era de esperar y como se ha comentado anteriormente, los escenarios más rentables son los del caso Offshore y principalmente el ST y el GCA. El resto de casos y escenarios no son rentables.

### 3.5.1.5 VAN

El VAN obtenido en los diferentes escenarios de este estudio son:

Tabla 6. VAN

	Escenario DG	Escenario GCA	Escenario ST
Offshore	3220,06 M€	5867,31 M€	7145,30 M€
Offshore - 1	-894,53 M€	-894,53 M€	-894,53 M€
Offshore - 2	-942,06 M€	-942,06 M€	-942,06 M€

Los años tenidos en cuenta para calcular el VAN son 20 años. Sigue mostrando las mismas conclusiones que en el TIR y en los años de amortización.

## 4. CONCLUSIONES

---

**E**n este apartado se van a establecer las conclusiones finales tras haber realizado un análisis de los resultados obtenidos.

Respecto al resumen de los resultados, el país 1 (Francia) presenta mayor energía de compra y venta que el país 2 (Gran Bretaña) en todos los escenarios. Además, la energía fluye desde el país 1 al país 2 con la ayuda del parque offshore en los escenarios donde se encuentra presente. La energía comprada por el parque offshore es 0, sin embargo, vende toda la que genera (oferta a precio 0).

La exportación realizada se encuentra limitada por la capacidad de transporte de la línea de interconexión. La máxima exportación se realiza en el caso offshore gracias a que ambos países se encuentran interconectados, por su propia interconexión, y además, se tiene la línea HVDC que une a ambos países con el parque offshore.

En referencia al Welfare, el escenario de Transición Sostenible (ST) es aquel que presenta mayores bienestar. Esto es debido a que el precio al que casa la energía en Gran Bretaña es más caro y, por tanto, con la interconexión entre países y con el parque Offshore se abaratan los precios. Seguido del escenario ST, se encuentra el escenario de Acción Climática Global (GCA). Este escenario tiene el segundo precio de casación más caro en Gran Bretaña. Por último, el escenario menos rentable (aunque sigue siendo rentable) es el de Generación Distribuida (GD)

A pesar de tener un gran número de casos y escenarios, todos ellos presentan un patrón de energías totales de compra, venta y exportación muy similares. La diferencia entre unos escenarios y otros, influye en el precio de casación de cada escenario y conlleva beneficios diferentes.

En relación con el bienestar social, el caso Offshore es el que tienes unos mayores beneficios, seguido del Offshore – 2, offshore – 1 y caso base. Las principales conclusiones de estos beneficios son las siguientes:

- El caso Offshore es el que presenta las líneas con mayor capacidad de exportación. La interconexión entre ambos países, con la incorporación de la línea HVDC que une a ambos países con el parque offshore, produce que la energía exportada en este caso sea la mayor. Este hecho conlleva una mejor adaptación de los precios de casación entre ambos países y, por tanto, el precio de la energía es más barata en Gran Bretaña (país con energía casada más cara). Por ello, se produce un mayor ahorro con mayores beneficios.
- Siguiendo al caso Offshore, respecto a beneficios, se encuentra el caso Offshore – 2. En este se produce la segunda mayor importación con respecto a los tres casos que existen. Se debe a que este país puede recibir la energía máxima que puede transcurrir por la interconexión con el Francia y, además, el parque offshore le suministra toda la energía que genera. Por tanto, sus beneficios se encuentran justo por debajo del caso Offshore.
- Por último, en el caso Offshore – 1, Gran Bretaña solamente recibe energía por la línea de interconexión con Francia. Por tanto, por esta línea debe transcurrir solo la energía máxima posible, según su capacidad, y esta energía va a ser la menor de todas. Lo convierte en el caso con menores beneficios.

Desde el punto de vista de una inversión solamente del parque offshore, la rentabilidad en los diferentes escenarios y casos es muy parecida. Se debe a que la generación de energía del parque offshore es la misma en todos los casos y la diferencia entre los precios de la venta de energía es mínima. Aun así, el caso “offshore” y el caso “offshore – 1” son los más rentables. Por tanto, se sigue manteniendo que el caso offshore es el más interesante desde el punto de vista del inversor como desde el punto de vista de la sociedad.

Por último, si se introduce los costes de la línea HVDC de conexión del parque con los países, las rentabilidades de los proyectos comienzan a no ser rentables. Solamente es rentable el caso “offshore” ya que es el único que tiene en cuenta la renta de congestión. En este caso hay que considerarla ya que los dos países están interconectados a partir de la línea HVDC con el parque offshore.

En conclusión, sería interesante realizar el proyecto del caso “offshore” ya que es el más rentable en todos los

aspectos. Además, incluir el coste de las líneas HVDC, en este caso “offshore”, hace que se amortice incluso antes, es decir, al inversor le compensa hacerse cargo de la línea. Por tanto, si el parque se va a conectar a ambos países, y la línea se va pagar con la renta de congestión, le conviene al dueño del parque hacerse cargo de ella, porque el proyecto lo amortiza en 5 en lugar de en 15 años (de media). Sin embargo, si se conecta solo a un país, hacerse cargo de la línea le supone que el proyecto sea inviable

Es posible realizar los otros dos proyectos en el caso de que la inversión de la línea HVDC no corra de parte del inversor.

#### **4.1 Líneas de Actuación futura y mejora.**

Existen ciertos aspectos donde se podría profundizar con el objetivo de conseguir resultados más certeros.

A continuación, a este trabajo, se pueden establecer diferentes líneas de actuación para obtener un mayor conocimiento del mercado europeo futuro. Entre ellos, puede destacar un estudio similar al de este trabajo, pero con un mayor número de líneas HVDC interconectando más países. Por otro lado, igualmente se podrá analizar el efecto de las interconexiones en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Desde otro punto de vista, se puede enfocar el estudio del mercado europeo teniendo en cuenta la simulación con diferentes almacenamientos a gran escala en algún punto de la red.

## 5. REFERENCIAS

---

- [1]. Acuerdo de París  
[https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es)
- [2]. Principales elementos del acuerdo de París:  
<https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contr-el-cambio-climatico/naciones-unidas/elmentos-acuerdo-paris.aspx>
- [3]. Estrategia a largo plazo para 2050:  
[https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_es)
- [4]. Marco sobre clima y energía para 2030  
[https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es)
- [5]. Unión energética para 2050  
<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2050-long-term-strategy>
- [6]. Paquete de energía limpia para todos los europeos:  
<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>
- [7]. Libro Blanco sobre el futuro de Europa: Cinco escenarios:  
[https://ec.europa.eu/commission/future-europe/white-paper-future-europe/white-paper-future-europe-five-scenarios\\_es](https://ec.europa.eu/commission/future-europe/white-paper-future-europe/white-paper-future-europe-five-scenarios_es)
- [8]. Renewable Energy Prospects for the European Union (IRENA)  
[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Feb/IRENA\\_REmap-EU\\_2018\\_summary.pdf?la=en&hash=818E3BDBFC16B90E1D0317C5AA5B07C8ED27F9EF](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Feb/IRENA_REmap-EU_2018_summary.pdf?la=en&hash=818E3BDBFC16B90E1D0317C5AA5B07C8ED27F9EF)
- [9]. Tecnologías renovables en el sector eléctrico de la UE: tendencias y proyecciones: análisis en el marco de la estrategia climática y energética de la UE 2030:  
<https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/renewable-technologies-eu-electricity-sector-trends-and-projections-analysis-framework-eu>
- [10]. 6 prioridades de la Comisión para 2019-24:  
[https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate\\_es](https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate_es)
- [11]. Instituto Español de estudios estratégicos:  
[http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs\\_analisis/2015/DIEEEA30-2015\\_UnionEnergetica\\_MMHG.pdf](http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_analisis/2015/DIEEEA30-2015_UnionEnergetica_MMHG.pdf)
- [12]. Mercado Eléctrico:  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Mercado\\_el%C3%A9ctrico](https://es.wikipedia.org/wiki/Mercado_el%C3%A9ctrico)
- [13]. Apuntes de la asignatura (PCR)
- [14]. EPEX SPOT:  
<https://www.epexspot.com/document/40112/PCR%20Presentation%20-%20December%202018>

- [15]. EPEX SPOT:  
<https://www.epexspot.com/en/market-coupling/pcr>
- [16]. EUPHEMIA:  
[https://www.epexspot.com/document/40114/Euphemia%20Public%20Documentation \(EUPHEMIA\)](https://www.epexspot.com/document/40114/Euphemia%20Public%20Documentation%20(EUPHEMIA))
- [17]. Operaciones del Sistema eléctrico:  
<https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/interconexiones-internacionales>
- [18]. Refuerzo de las interconexiones:  
<https://www.ree.es/es/red21/refuerzo-de-las-interconexiones>
- [19]. Interconexión eléctrica submarina con Francia:  
<https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/interconexion-electrica-submarina-con-francia>
- [20]. Interconexiones eléctricas en Europa necesarias para la transición de energética  
<https://elperiodicodelaenergia.com/interconexiones-electricas-con-europa-necesarias-para-la-transicion-energetica-espanola/>
- [21]. TYNDP 2018: Scenario\_Report\_2018\_Final
- [22]. TYNDP 2018: Scenario\_Report\_Annex\_I
- [23]. TYNDP 2018: Scenario\_Report\_ANNEX\_II\_Methodology
- [24]. Libro: Wind Energy - The Facts (European Wind Energy Association)
- [25]. Panorama mercados eléctricos europeos: Francia:  
<https://aleasoft.com/es/panorama-mercados-electricos-europeos-francia/>
- [26]. Los precios mensuales promedio de la electricidad en Gran Bretaña  
<https://www.statista.com/statistics/589765/average-electricity-prices-uk/>
- [27]. Renta de congestión:  
[http://www.xm.com.co/BoletinXM/Documents/Rentas\\_congestion\\_2008.pdf](http://www.xm.com.co/BoletinXM/Documents/Rentas_congestion_2008.pdf)

## 6. ANEXO

### 6.1 Fichas resumen exportadas por el software

Los países son los siguientes:

País 1 = Francia ; País 2 = Gran Bretaña ; País 3 = Parque Offshore

#### 6.1.1 Caso 1 – Offshore

##### 6.1.1.1 Escenario ST

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Precio país 1 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energía total de compra país 1 (MWh)	61877,5	65461,8	57424,8	48261,6	46729,4	46082,5	45591,5	40849,5	44131,1	46393,4	52245,9	58439,8
Energía total de venta país 1 (MWh)	65015,3	68667,4	60480,3	51511,9	50012,5	49416,7	48910,2	44218,1	47398,7	49568,9	55392,7	61557,9
Energía total de exportación país 1 (MWh)	3137,8	3205,6	3055,4	3250,4	3283	3334,2	3318,7	3368,6	3267,7	3175,5	3146,8	3118,1
Precio país 2 (EUR/MWh)	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28
Energía total de compra país 2 (MWh)	38973,5	40992,5	39714,3	36374,3	32484,8	31880,7	32443,6	32086,9	33028,9	34377,9	38443,9	38081,8
Energía total de venta país 2 (MWh)	35573,5	37592,5	36314,3	32974,3	29084,8	28480,7	29043,6	28686,9	29628,9	30977,9	35043,9	34681,8
Energía total de exportación país 2 (MWh)	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400
Precio país 3 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energía total de compra país 3 (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía total de venta país 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9
Energía total de exportación país 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9

##### 6.1.1.2 Escenario GCA

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Precio país 1 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energía total de compra país 1 (MWh)	64587	68328,3	59939,4	50374,9	48775,7	48100,4	47587,9	42638,2	46063,5	48424,9	54533,7	60998,8
Energía total de venta país 1 (MWh)	67724,8	71533,9	62994,9	53625,3	52058,7	51434,6	50906,5	46006,8	49331,2	51600,4	57680,5	64116,9
Energía total de exportación país 1 (MWh)	3137,8	3205,6	3055,4	3250,4	3283	3334,2	3318,7	3368,6	3267,7	3175,5	3146,8	3118,1
Precio país 2 (EUR/MWh)	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24
Energía total de compra país 2 (MWh)	42322,1	44514,7	43126,6	39499,7	35275,9	34619,9	35231,2	34843,9	35866,8	37331,7	41747,1	41353,8
Energía total de venta país 2 (MWh)	38922,1	41114,7	39726,6	36099,7	31875,9	31219,9	31831,2	31443,9	32466,8	33931,7	38347,1	37953,8
Energía total de exportación país 2 (MWh)	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400
Precio país 3 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energía total de compra país 3 (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía total de venta país 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9
Energía total de exportación país 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9

### 6.1.1.3 Escenario DG

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Precio pais 1 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energia total de compra pais 1 (MWh)	68025,7	71966,1	63130,7	53056,9	51372,6	50661,3	50121,5	44908,3	48516	51003,1	57437,1	64246,4
Energia total de venta pais 1 (MWh)	71163,5	75171,8	66186,1	56307,3	54655,6	53995,6	53440,2	48276,9	51783,7	54178,6	60583,9	67364,6
Energia total de exportacion pais 1 (MWh)	3137,8	3205,6	3055,4	3250,4	3283	3334,2	3318,7	3368,6	3267,7	3175,5	3146,8	3118,1
Precio pais 2 (EUR/MWh)	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
Energia total de compra pais 2 (MWh)	46041,6	48426,8	46916,8	42971,1	38376,1	37662,5	38327,5	37906,2	39019	40612,6	45416,1	44988,2
Energia total de venta pais 2 (MWh)	42641,6	45026,8	43516,8	39571,1	34976,1	34262,5	34927,5	34506,2	35619	37212,6	42016,1	41588,2
Energia total de exportacion pais 2 (MWh)	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400	-3400
Precio pais 3 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energia total de compra pais 3 (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia total de venta pais 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9
Energia total de exportacion pais 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9

### 6.1.2 Caso 2 – Offshore – 1

#### 6.1.2.1 Escenario ST

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Precio pais 1 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energia total de compra pais 1 (MWh)	61877,5	65461,8	57424,8	48261,6	46729,4	46082,5	45591,5	40849,5	44131,1	46393,4	52245,9	58439,8
Energia total de venta pais 1 (MWh)	63615,3	67267,4	59080,3	50111,9	48612,5	48016,7	47510,2	42818,1	45998,7	48168,9	53992,7	60157,9
Energia total de exportacion pais 1 (MWh)	1737,8	1805,6	1655,4	1850,4	1883	1934,2	1918,7	1968,6	1867,7	1775,5	1746,8	1718,1
Precio pais 2 (EUR/MWh)	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28
Energia total de compra pais 2 (MWh)	38973,5	40992,5	39714,3	36374,3	32484,8	31880,7	32443,6	32086,9	33028,9	34377,9	38443,9	38081,8
Energia total de venta pais 2 (MWh)	36973,5	38992,5	37714,3	34374,3	30484,7	29880,7	30443,6	30086,9	31028,9	32377,9	36443,9	36081,8
Energia total de exportacion pais 2 (MWh)	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000
Precio pais 3 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energia total de compra pais 3 (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia total de venta pais 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9
Energia total de exportacion pais 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9

## 6.1.2.2 Escenario GCA

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Precio país 1 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energía total de compra país 1 (MWh)	64587	68328,3	59939,4	50374,9	48775,7	48100,4	47587,9	42638,2	46063,5	48424,9	54533,7	60998,8
Energía total de venta país 1 (MWh)	66324,8	70133,9	61594,9	52225,3	50658,7	50034,6	49506,5	44606,8	47931,2	50200,4	56280,5	62716,9
Energía total de exportación país 1 (MWh)	1737,8	1805,6	1655,4	1850,4	1883	1934,2	1918,7	1968,6	1867,7	1775,5	1746,8	1718,1
Precio país 2 (EUR/MWh)	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24
Energía total de compra país 2 (MWh)	42322,1	44514,7	43126,6	39499,7	35275,9	34619,9	35231,2	34843,9	35866,8	37331,7	41747,1	41353,8
Energía total de venta país 2 (MWh)	40322,1	42514,7	41126,6	37499,7	33275,9	32619,9	33231,2	32843,9	33866,8	35331,7	39747,1	39353,8
Energía total de exportación país 2 (MWh)	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000
Precio país 3 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energía total de compra país 3 (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía total de venta país 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9
Energía total de exportación país 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9

## 6.1.2.3 Escenario DG

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Precio país 1 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energía total de compra país 1 (MWh)	68025,7	71966,1	63130,7	53056,9	51372,6	50661,3	50121,5	44908,3	48516	51003,1	57437,1	64246,4
Energía total de venta país 1 (MWh)	69763,5	73771,8	64786,1	54907,3	53255,6	52595,6	52040,2	46876,9	50383,7	52778,6	59183,9	65964,6
Energía total de exportación país 1 (MWh)	1737,8	1805,6	1655,4	1850,4	1883	1934,2	1918,7	1968,6	1867,7	1775,5	1746,8	1718,1
Precio país 2 (EUR/MWh)	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
Energía total de compra país 2 (MWh)	46041,6	48426,8	46916,8	42971,1	38376,1	37662,5	38327,5	37906,2	39019	40612,6	45416,1	44988,2
Energía total de venta país 2 (MWh)	44041,6	46426,8	44916,8	40971,1	36376,1	35662,5	36327,5	35906,2	37019	38612,6	43416,1	42988,2
Energía total de exportación país 2 (MWh)	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000
Precio país 3 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energía total de compra país 3 (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía total de venta país 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9
Energía total de exportación país 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9

## 6.1.3 Caso 3 – Offshore – 2

### 6.1.3.1 Escenario ST

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Precio pais 1 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energía total de compra pais 1 (MWh)	61877,5	65461,8	57424,8	48261,6	46729,4	46082,5	45591,5	40849,5	44131,1	46393,4	52245,9	58439,8
Energía total de venta pais 1 (MWh)	63877,5	67461,8	59424,9	50261,6	48729,4	48082,5	47591,5	42849,5	46131,1	48393,4	54245,9	60439,8
Energía total de exportacion pais 1 (MWh)	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Precio pais 2 (EUR/MWh)	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28
Energía total de compra pais 2 (MWh)	38973,5	40992,5	39714,3	36374,3	32484,8	31880,7	32443,6	32086,9	33028,9	34377,9	38443,9	38081,8
Energía total de venta pais 2 (MWh)	36711,3	38798,1	37369,7	34224,7	30367,8	29814,9	30362,3	30055,5	30896,6	32153,3	36190,7	35799,9
Energía total de exportacion pais 2 (MWh)	-2262,2	-2194,4	-2344,6	-2149,6	-2117	-2065,8	-2081,3	-2031,4	-2132,3	-2224,5	-2253,2	-2281,9
Precio pais 3 (EUR/MWh)	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28
Energía total de compra pais 3 (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía total de venta pais 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9
Energía total de exportacion pais 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9

### 6.1.3.2 Escenario GCA

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Precio pais 1 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energía total de compra pais 1 (MWh)	64587	68328,3	59939,4	50374,9	48775,7	48100,4	47587,9	42638,2	46063,5	48424,9	54533,7	60998,8
Energía total de venta pais 1 (MWh)	66587	70328,3	61939,4	52374,9	50775,7	50100,4	49587,9	44638,2	48063,5	50424,9	56533,7	62998,8
Energía total de exportacion pais 1 (MWh)	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Precio pais 2 (EUR/MWh)	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24
Energía total de compra pais 2 (MWh)	42322,1	44514,7	43126,6	39499,7	35275,9	34619,9	35231,2	34843,9	35866,8	37331,7	41747,1	41353,8
Energía total de venta pais 2 (MWh)	40060	42320,3	40782	37350,1	33158,9	32554,1	33149,9	32812,5	33734,5	35107,1	39493,9	39072
Energía total de exportacion pais 2 (MWh)	-2262,2	-2194,4	-2344,6	-2149,6	-2117	-2065,8	-2081,3	-2031,4	-2132,3	-2224,5	-2253,2	-2281,9
Precio pais 3 (EUR/MWh)	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24
Energía total de compra pais 3 (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía total de venta pais 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9
Energía total de exportacion pais 3 (MWh)	262,2	194,4	344,6	149,6	117	65,8	81,3	31,4	132,3	224,5	253,2	281,9



### 6.1.4.2 Escenario GCA

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Precio pais 1 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energía total de compra pais 1 (MWh)	64587	68328,3	59939,4	50374,9	48775,7	48100,4	47587,9	42638,2	46063,5	48424,9	54533,7	60998,8
Energía total de venta pais 1 (MWh)	66587	70328,3	61939,4	52374,9	50775,7	50100,4	49587,9	44638,2	48063,5	50424,9	56533,7	62998,8
Energía total de exportacion pais 1 (MWh)	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Precio pais 2 (EUR/MWh)	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24
Energía total de compra pais 2 (MWh)	42322,1	44514,7	43126,6	39499,7	35275,9	34619,9	35231,2	34843,9	35866,8	37331,7	41747,1	41353,8
Energía total de venta pais 2 (MWh)	40322,1	42514,7	41126,6	37499,7	33275,9	32619,9	33231,2	32843,9	33866,8	35331,7	39747,1	39353,8
Energía total de exportacion pais 2 (MWh)	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000

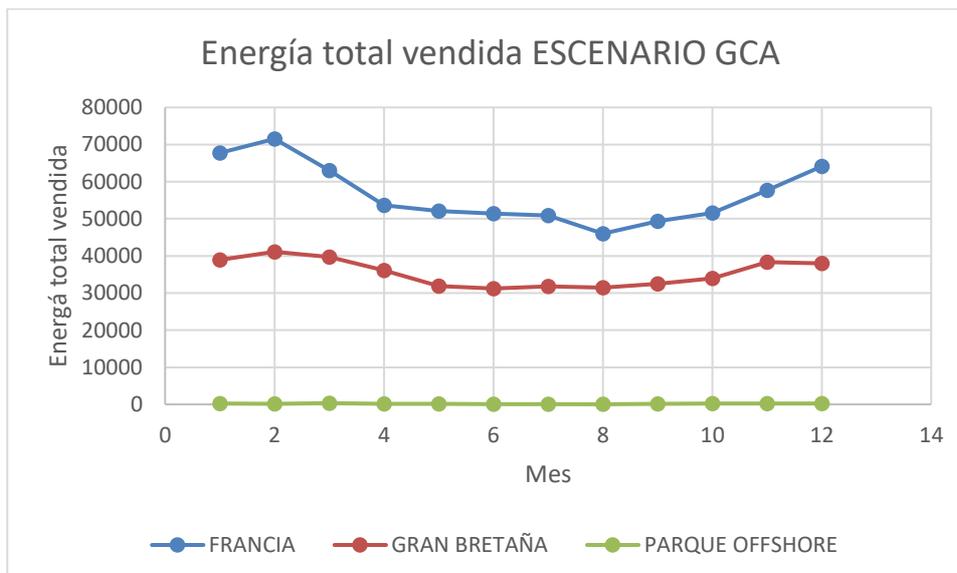
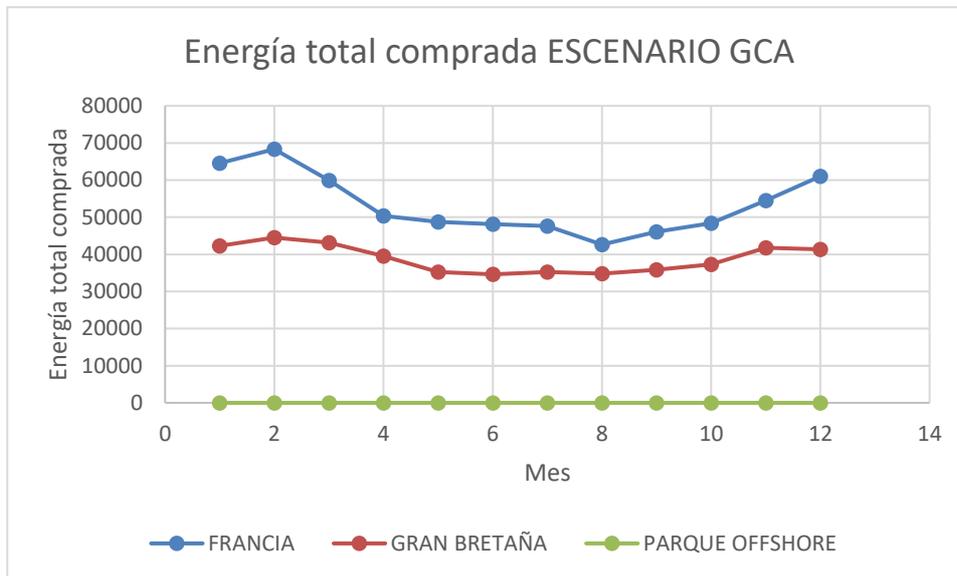
### 6.1.4.3 Escenario DG

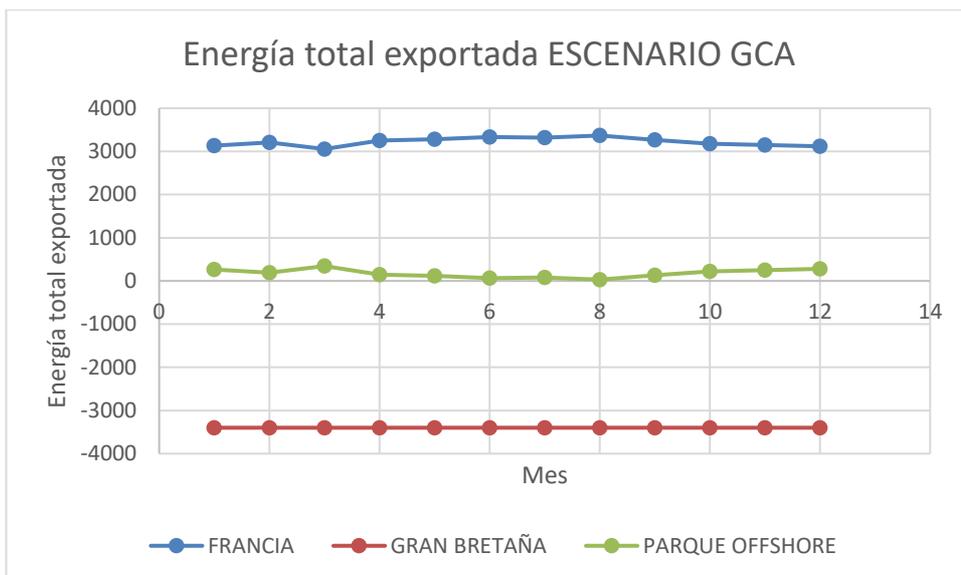
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Precio pais 1 (EUR/MWh)	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Energía total de compra pais 1 (MWh)	68025,7	71966,1	63130,7	53056,9	51372,6	50661,3	50121,5	44908,3	48516	51003,1	57437,1	64246,4
Energía total de venta pais 1 (MWh)	70025,7	73966,1	65130,7	55056,9	53372,6	52661,3	52121,5	46908,3	50516	53003,1	59437,1	66246,4
Energía total de exportacion pais 1 (MWh)	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Precio pais 2 (EUR/MWh)	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
Energía total de compra pais 2 (MWh)	46041,6	48426,8	46916,8	42971,1	38376,1	37662,5	38327,5	37906,2	39019	40612,6	45416,1	44988,2
Energía total de venta pais 2 (MWh)	44041,6	46426,8	44916,8	40971,1	36376,1	35662,5	36327,5	35906,2	37019	38612,6	43416,1	42988,2
Energía total de exportacion pais 2 (MWh)	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000	-2000

## 6.2 Comparación entre países de la energía total de compra, venta y de exportación para un mismo escenario

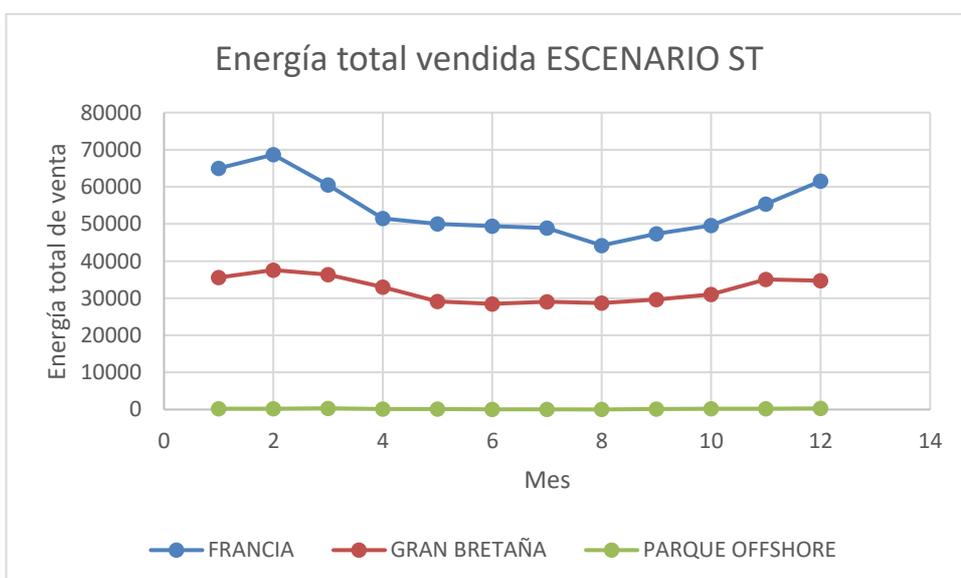
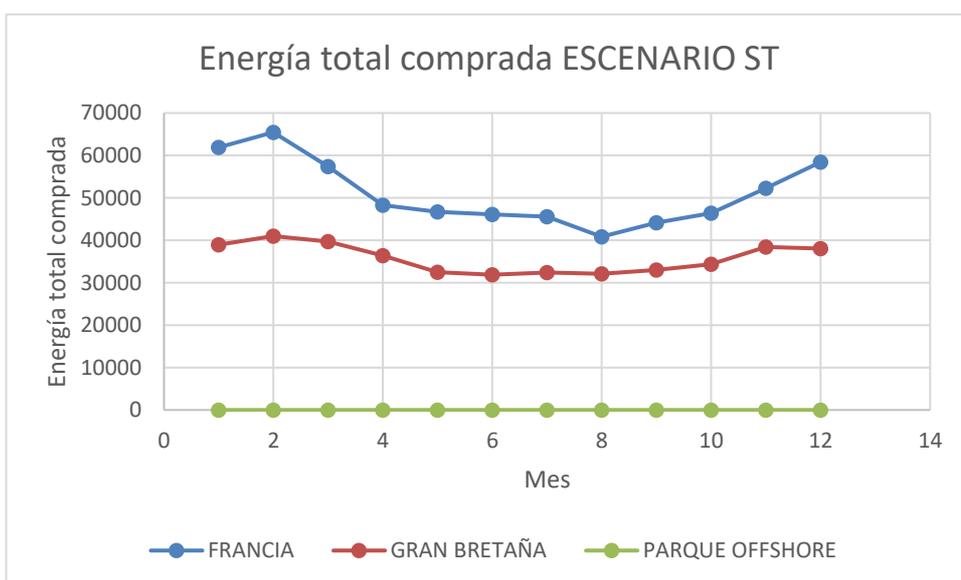
### 6.2.1 CASO OFFSHORE

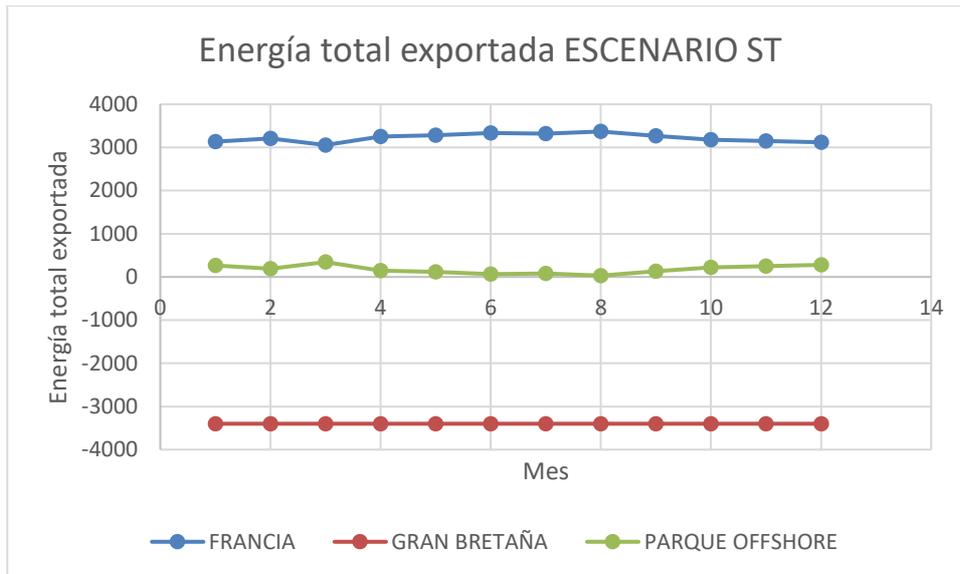
#### 6.2.1.1 ESCENARIO GCA





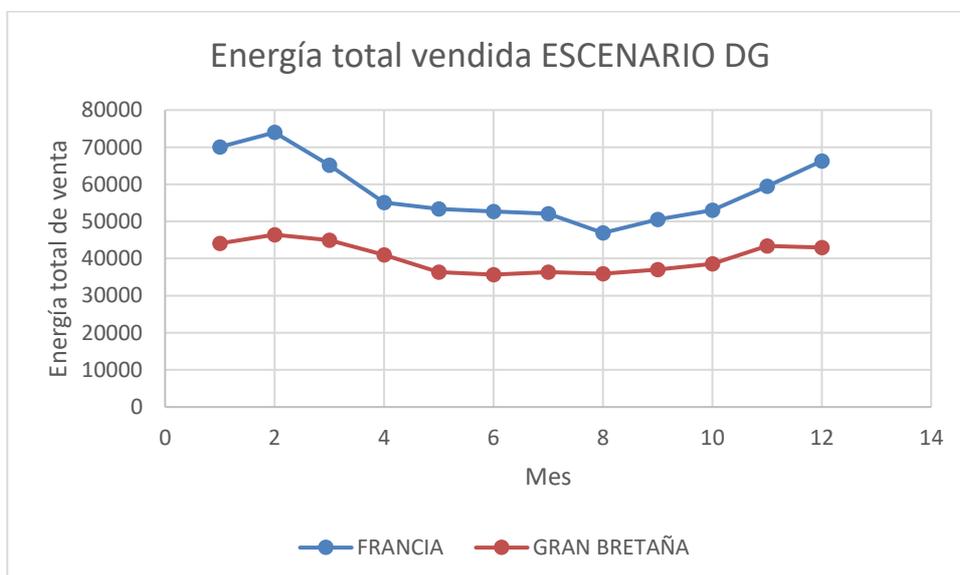
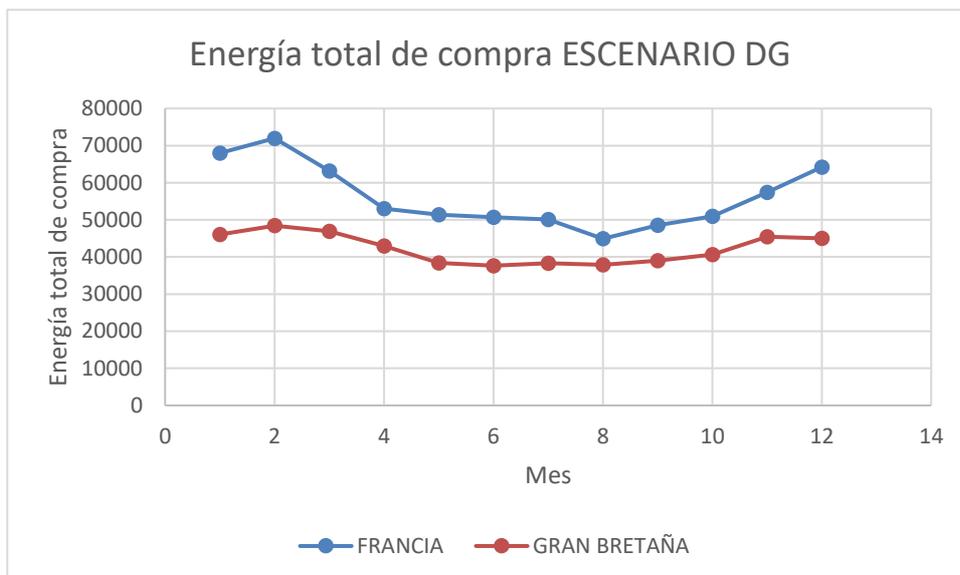
### 6.2.1.2 ESCENARIO ST

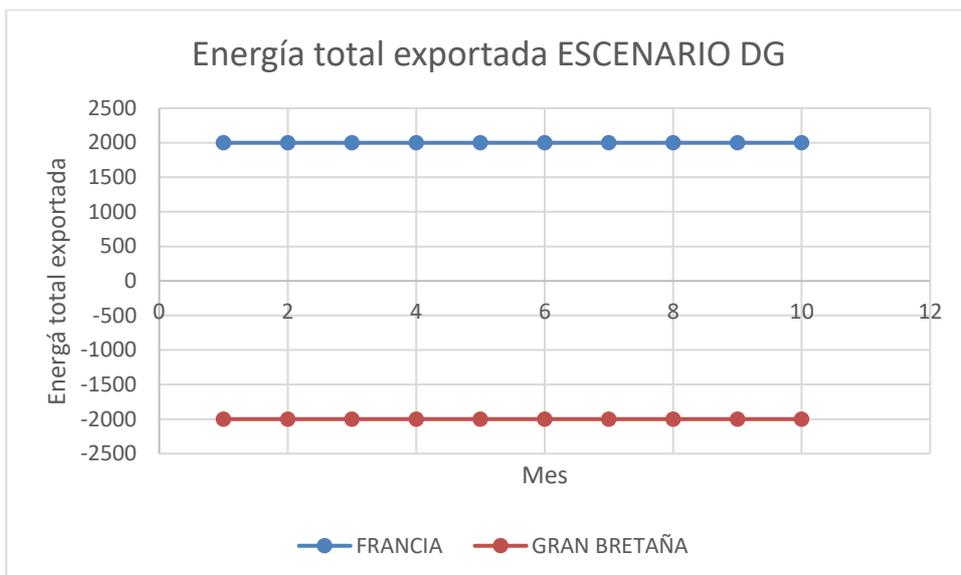




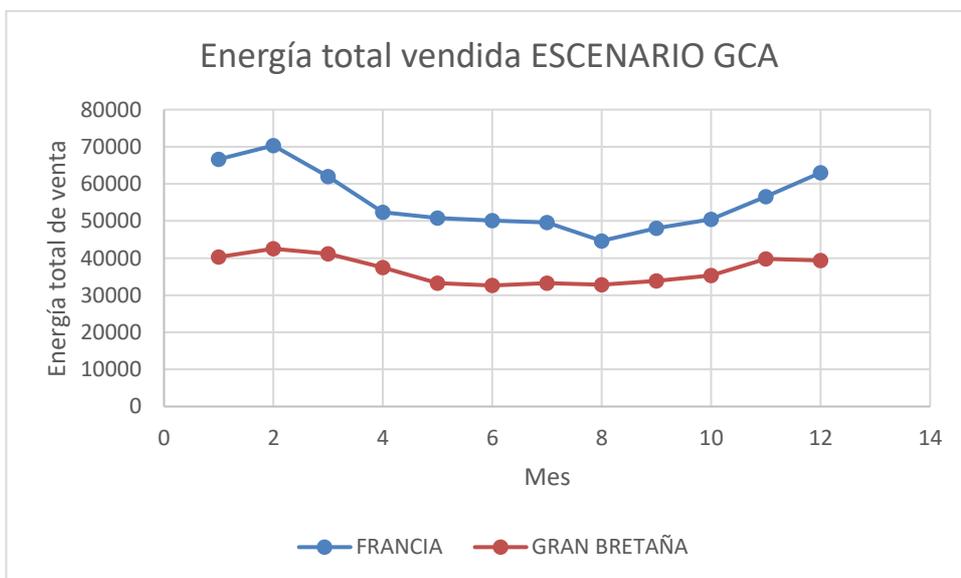
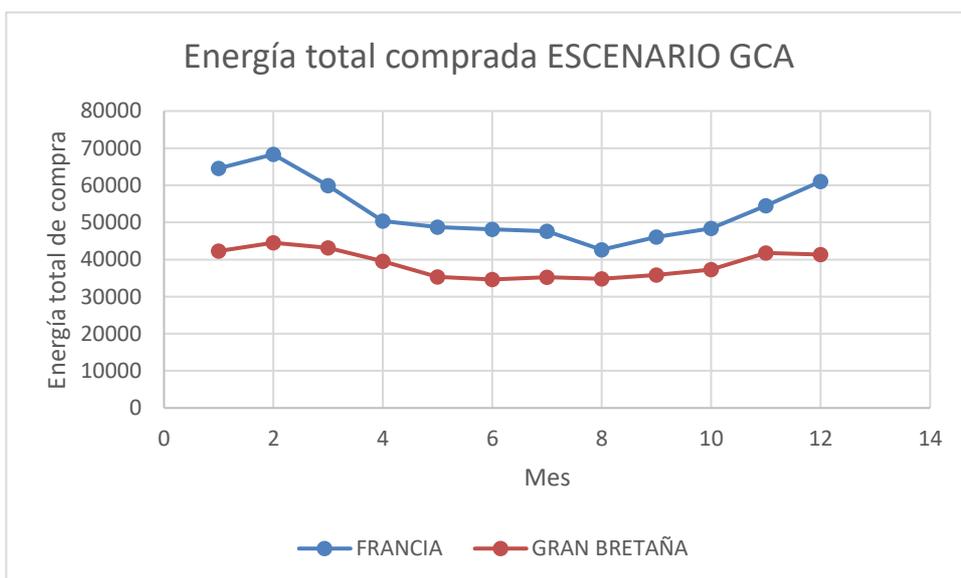
## 6.2.2 CASO: SINOFFSHORE

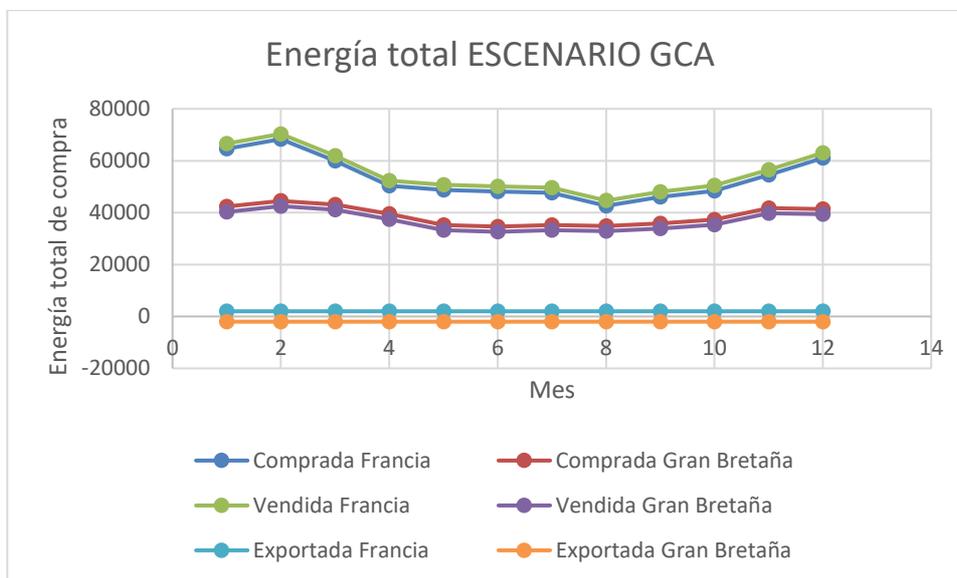
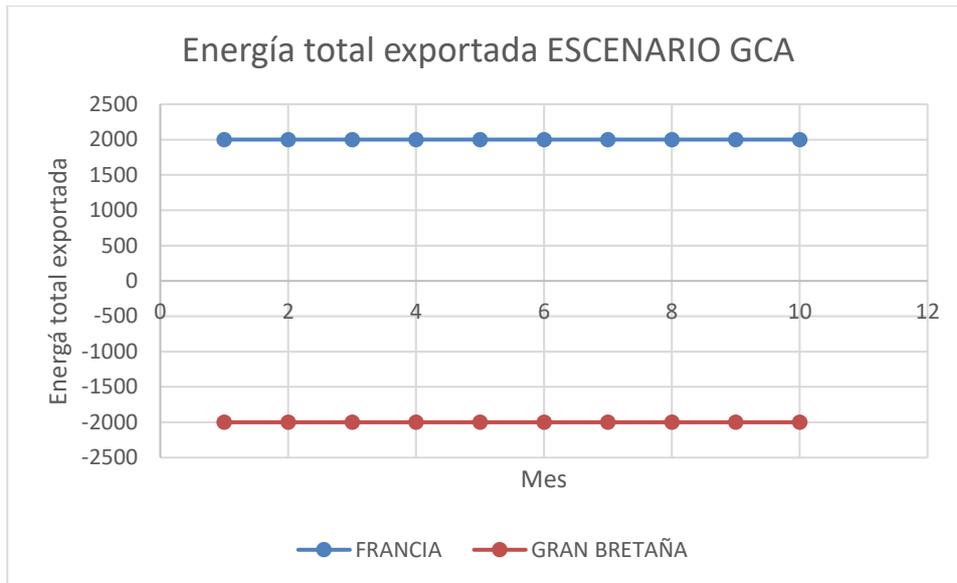
### 6.2.2.1 ESCENARIO DG



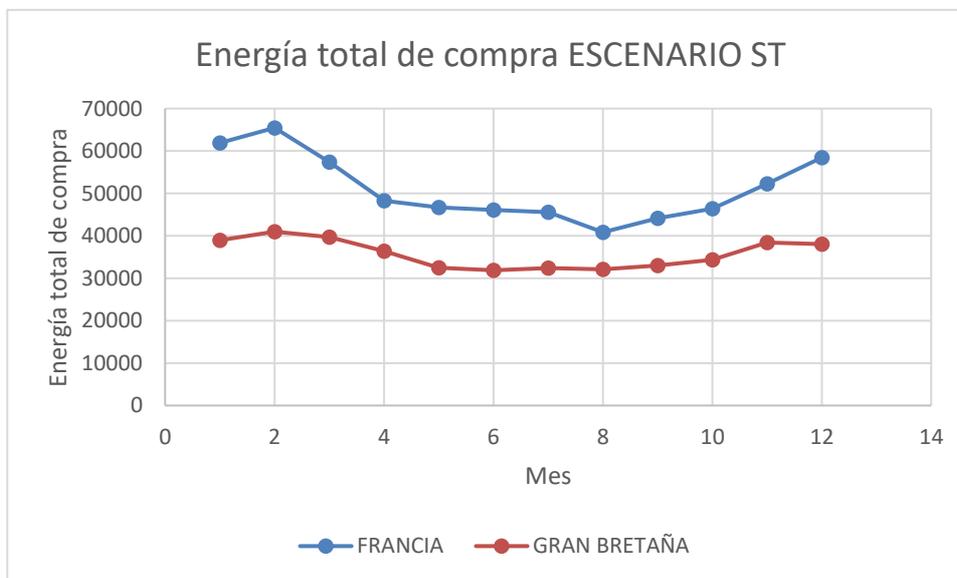


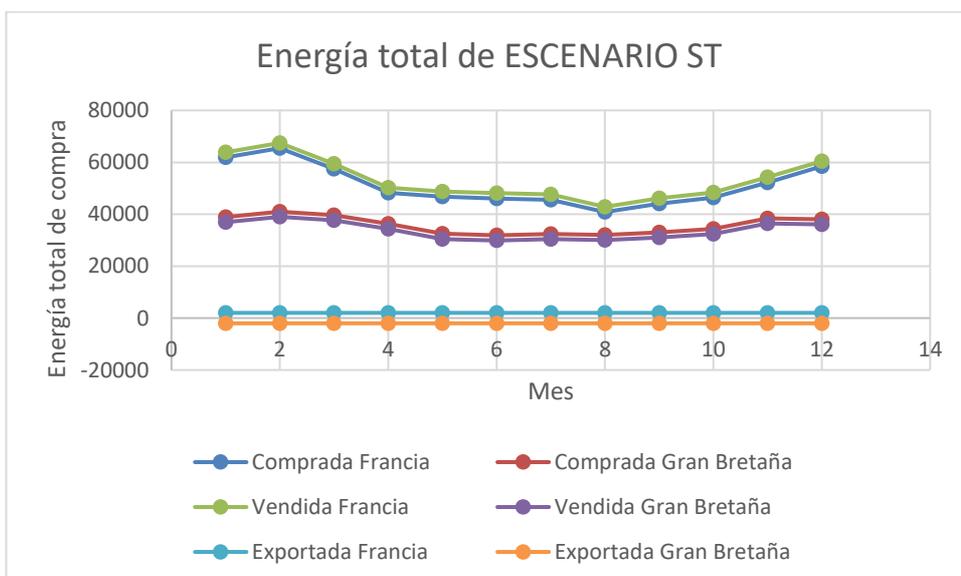
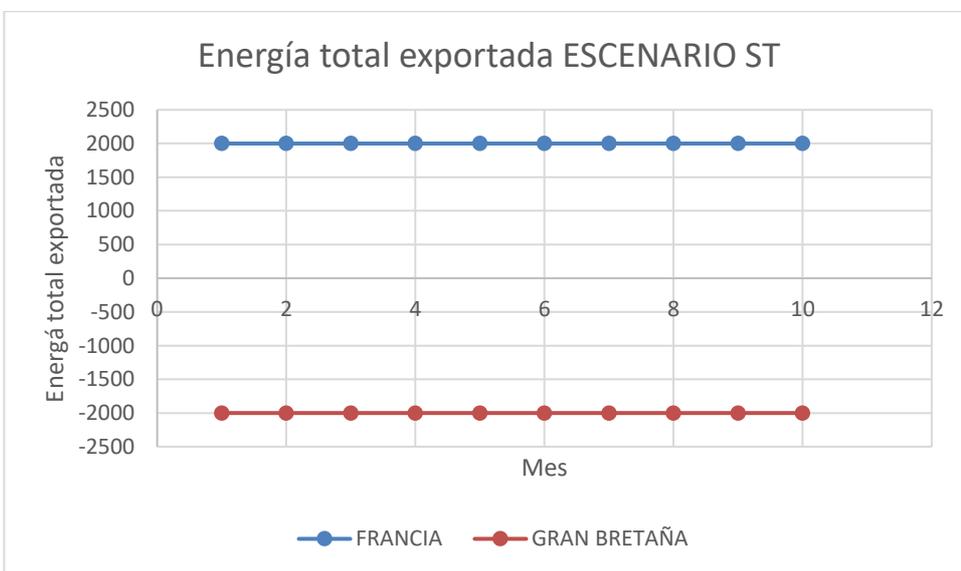
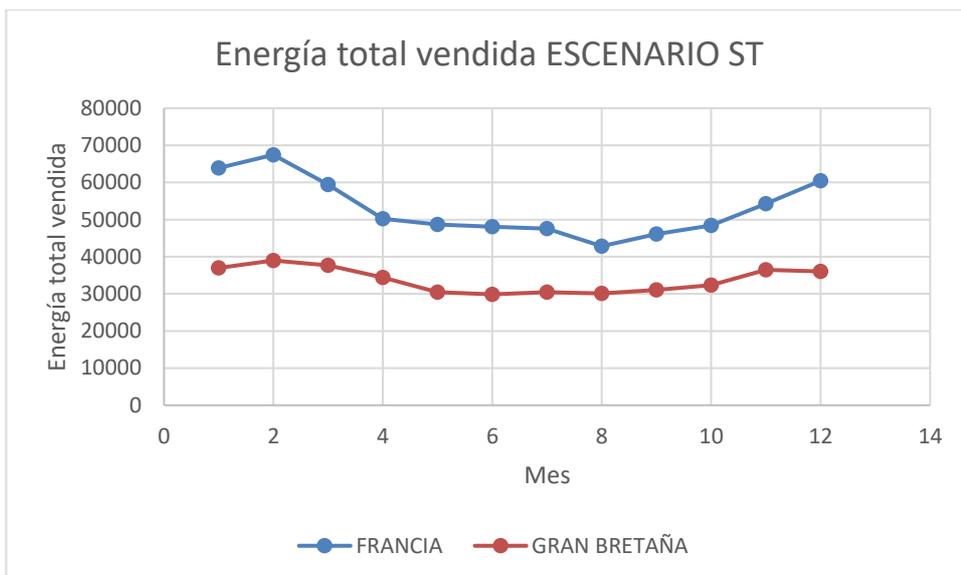
#### 6.2.2.2 ESCENARIO GCA





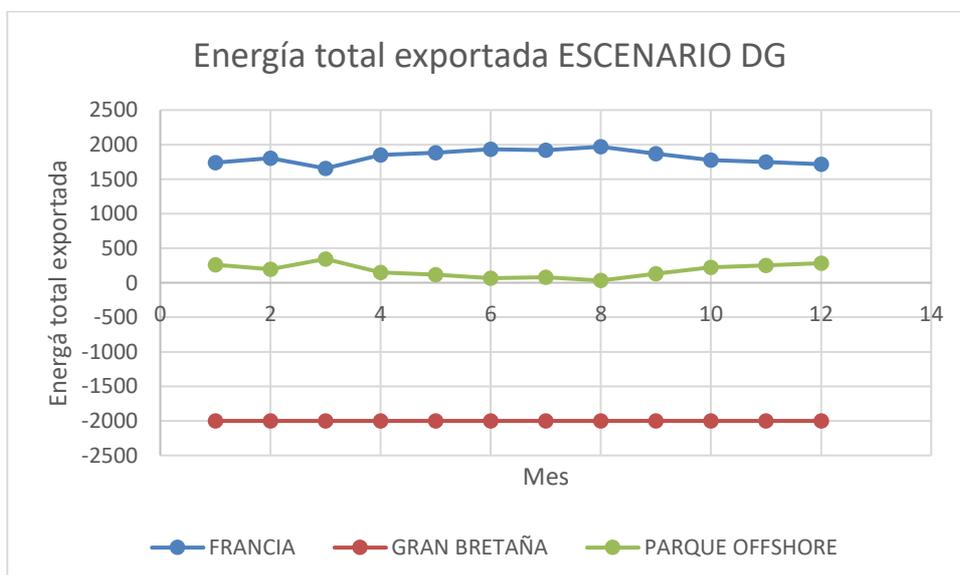
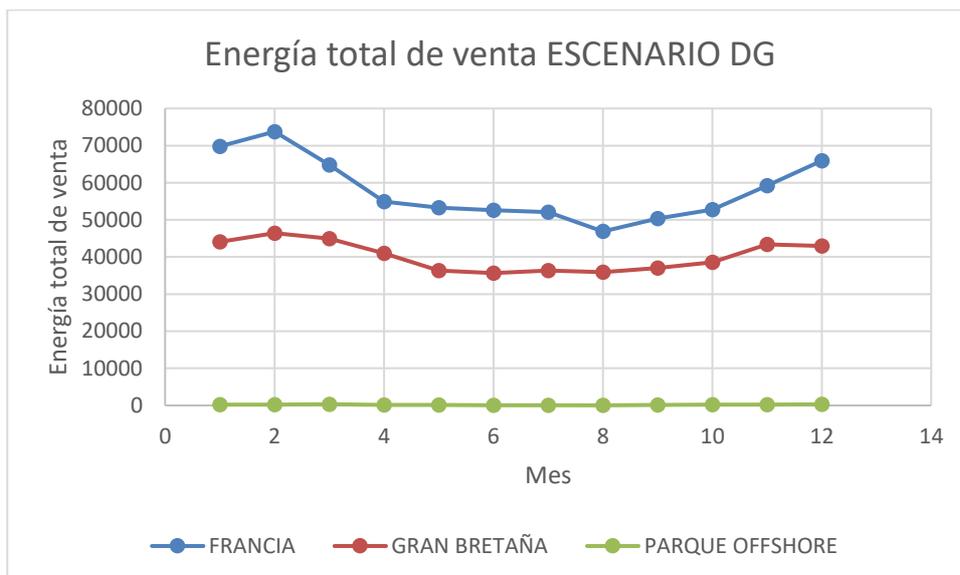
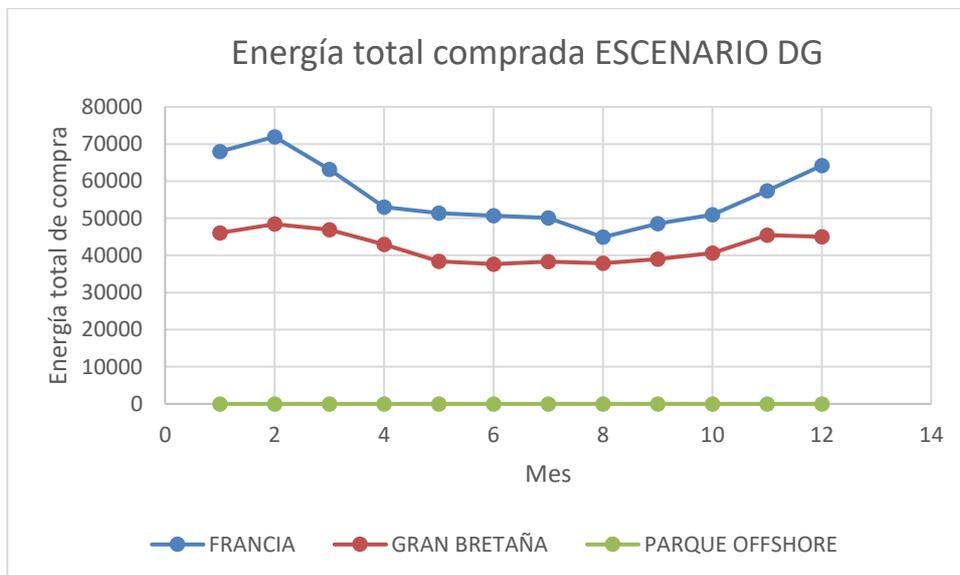
### 6.2.2.3 ESCENARIO ST



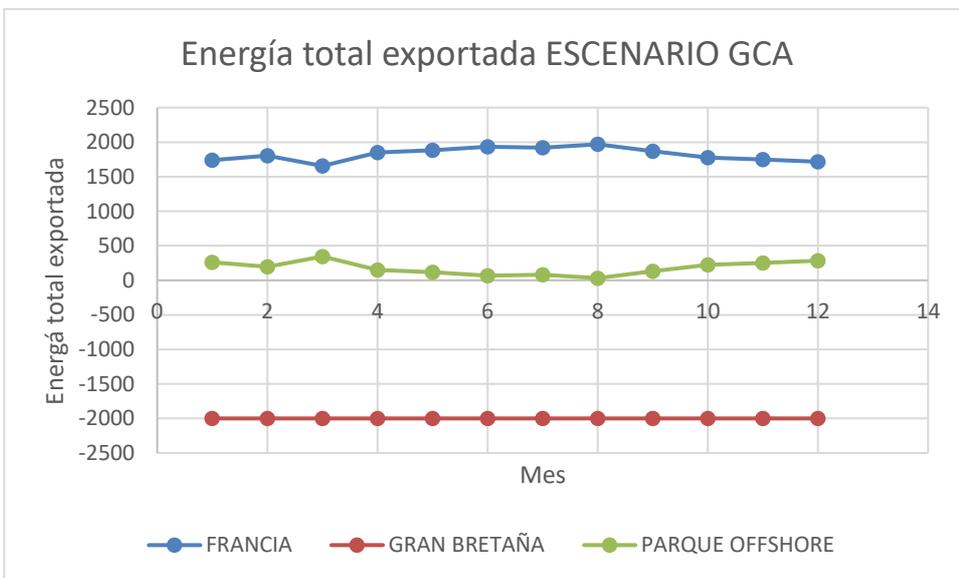
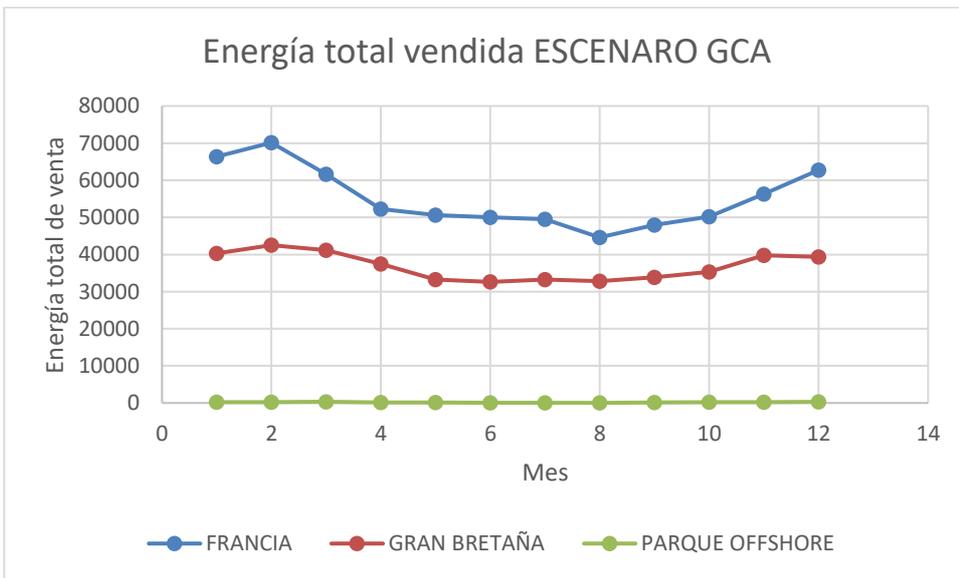
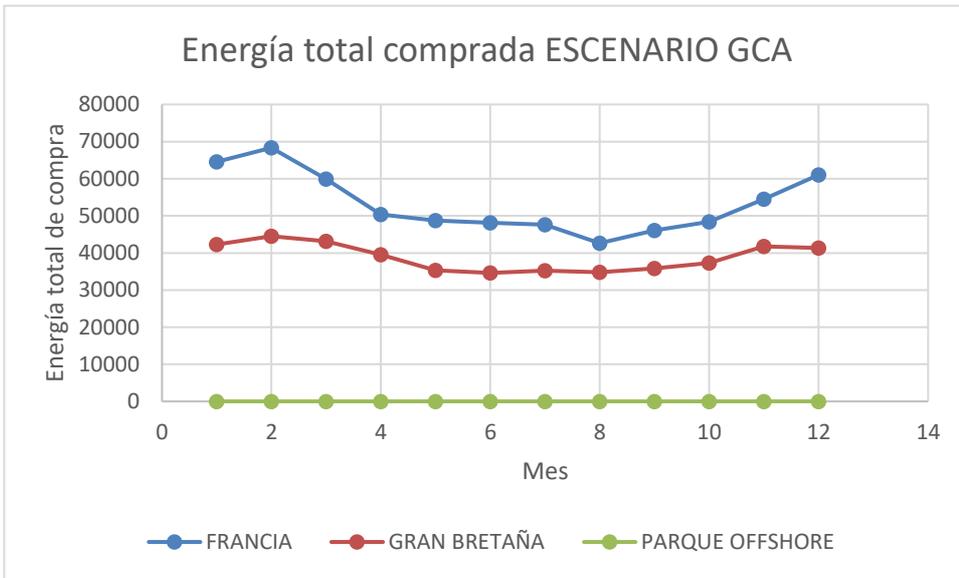


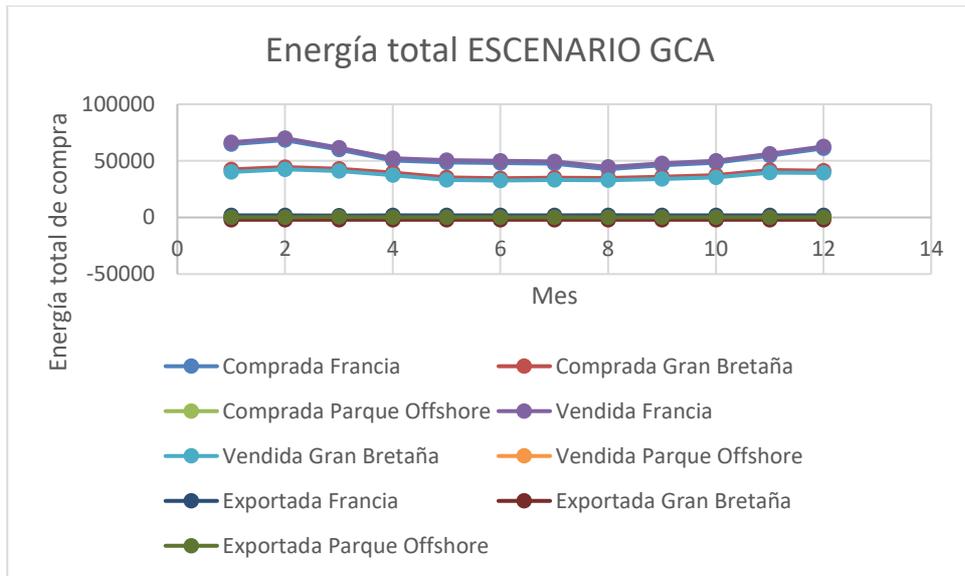
## 6.2.3 CASO: OFFSHORE - 1

### 6.2.3.1 ESCENARIO DG

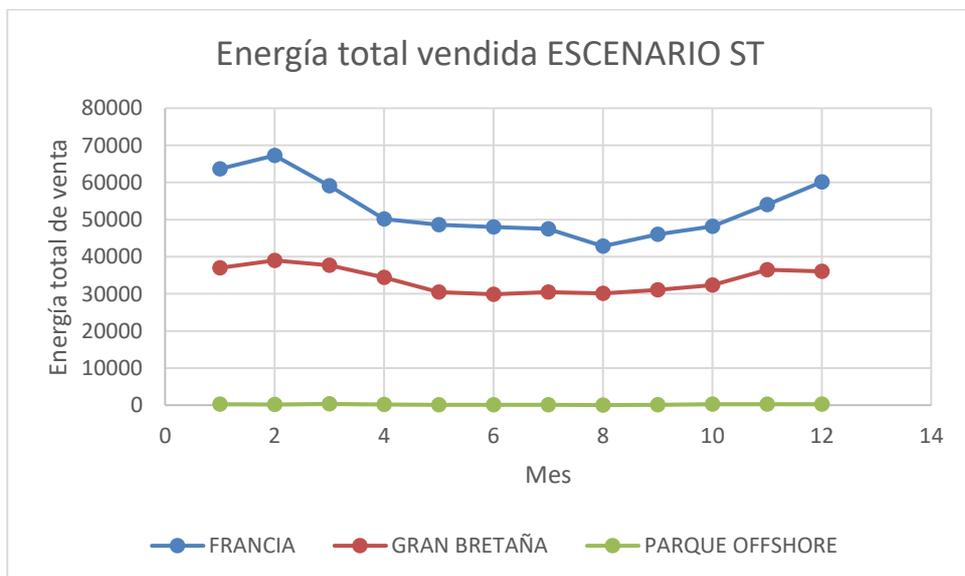
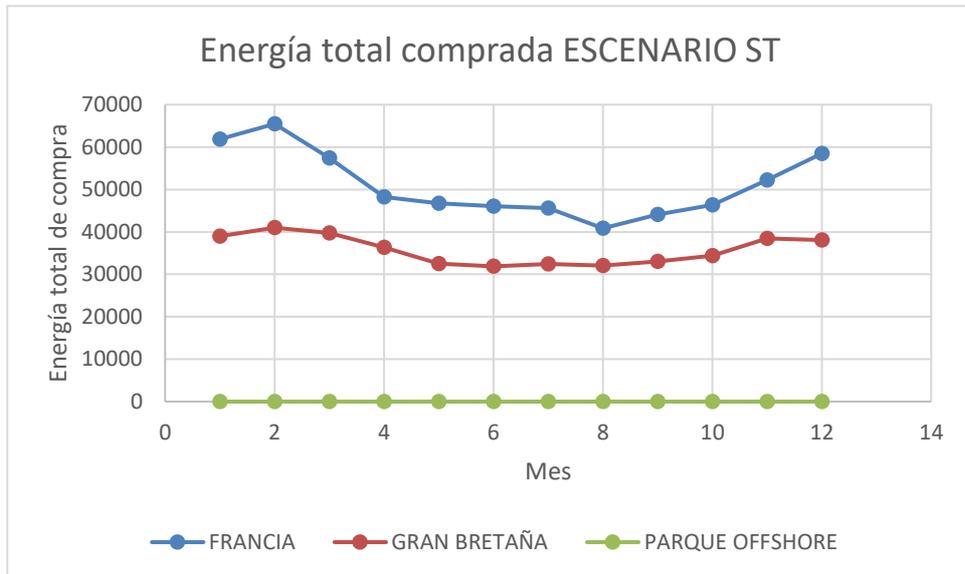


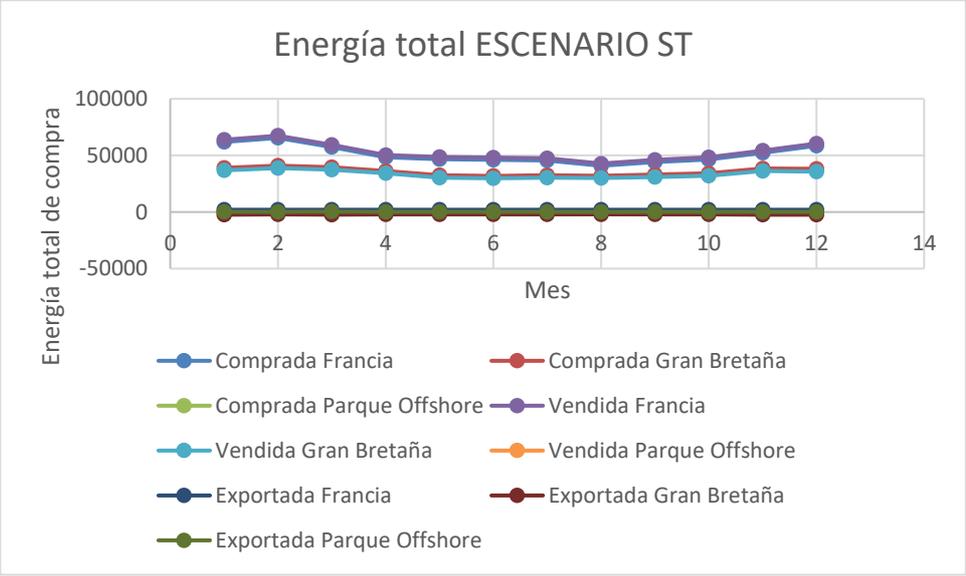
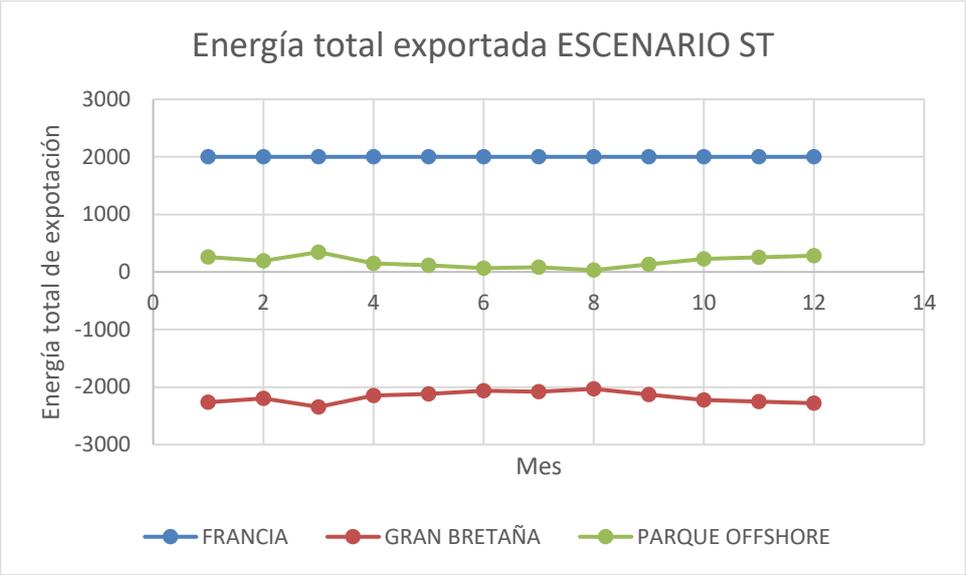
### 6.2.3.2 ESCENARIO GCA





### 6.2.3.3 ESCENARIO ST

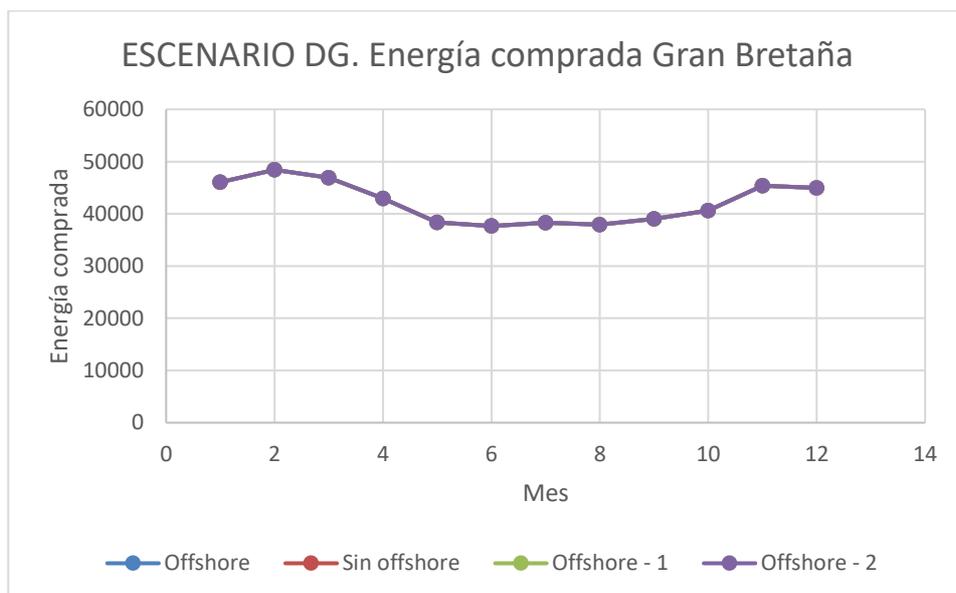
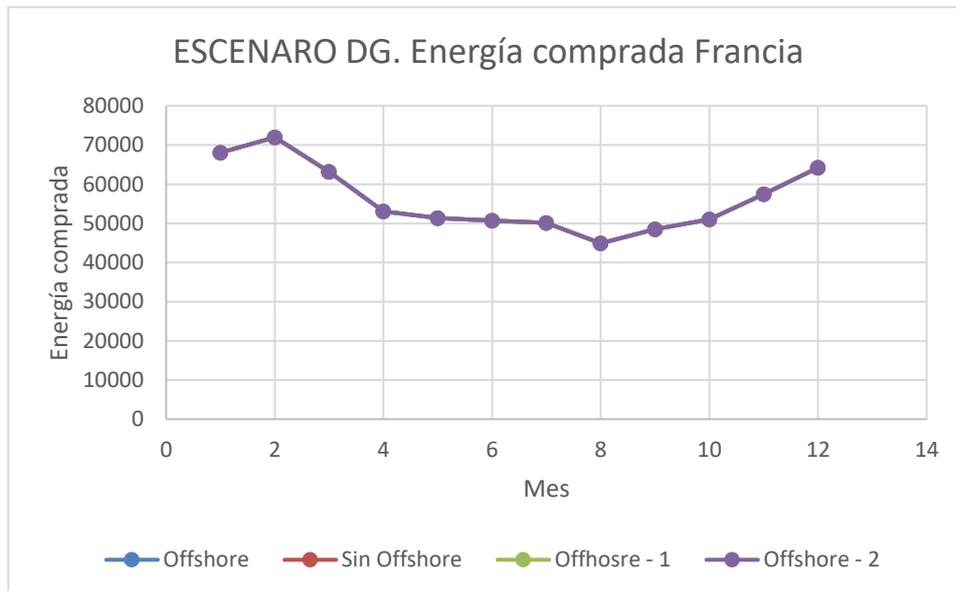


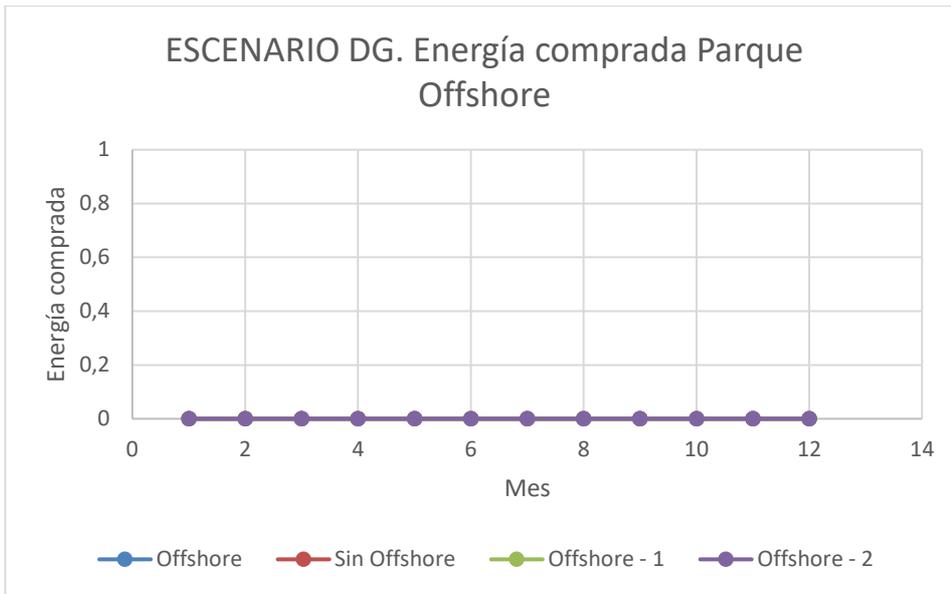


### 6.3 Comparación entre los casos de la energía total de compra, venta y de exportación para un mismo escenario.

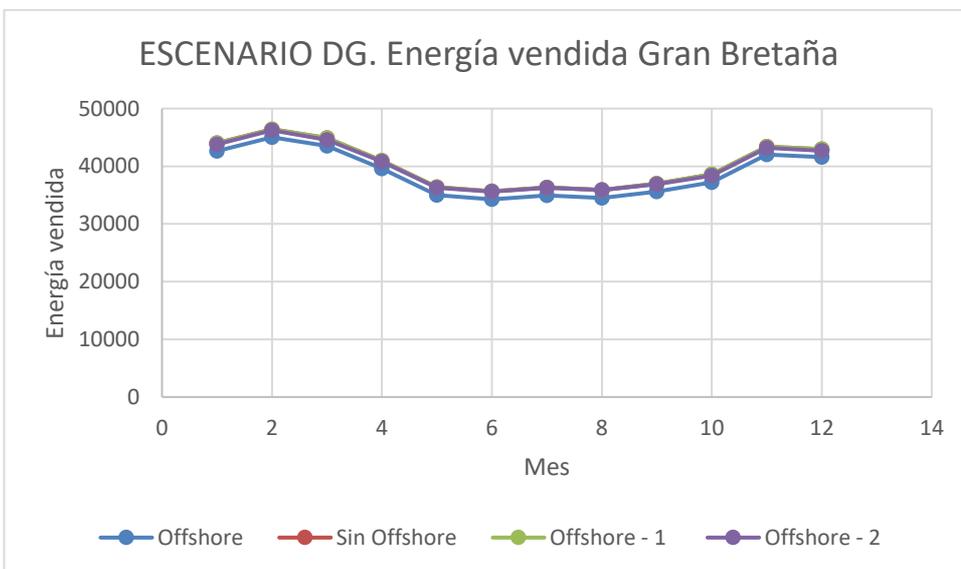
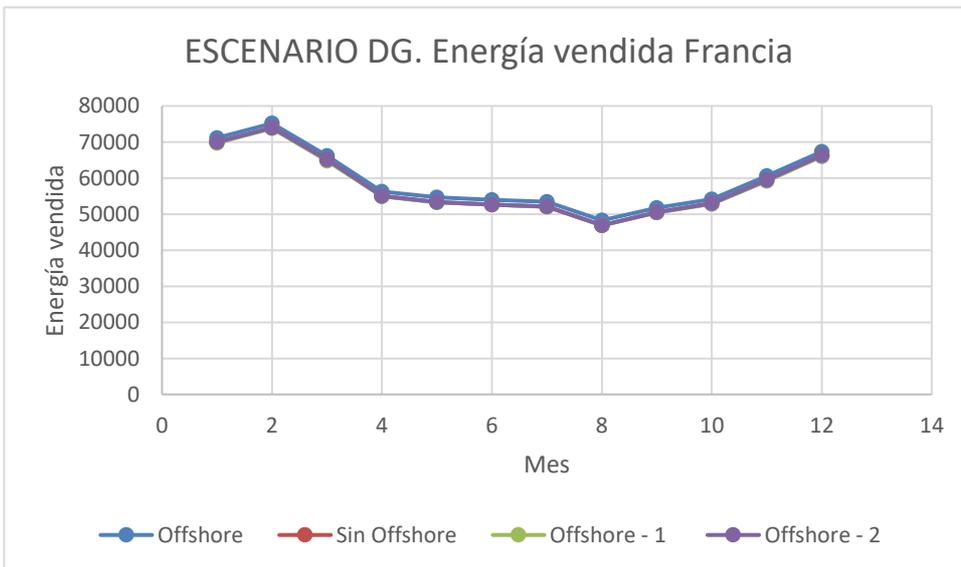
#### 6.3.1 ESCENARIO DG

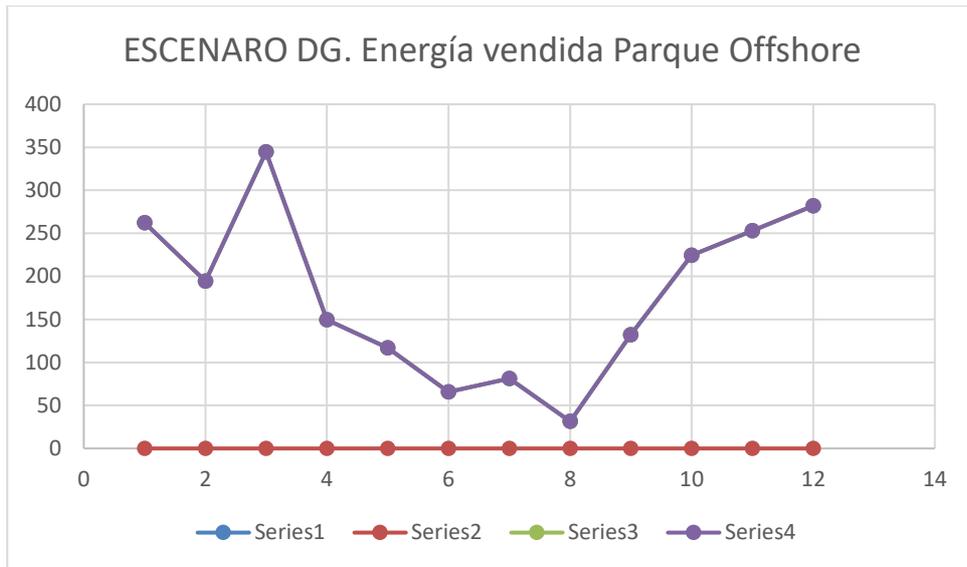
##### 6.3.1.1 ENERGÍA TOTAL DE COMPRA



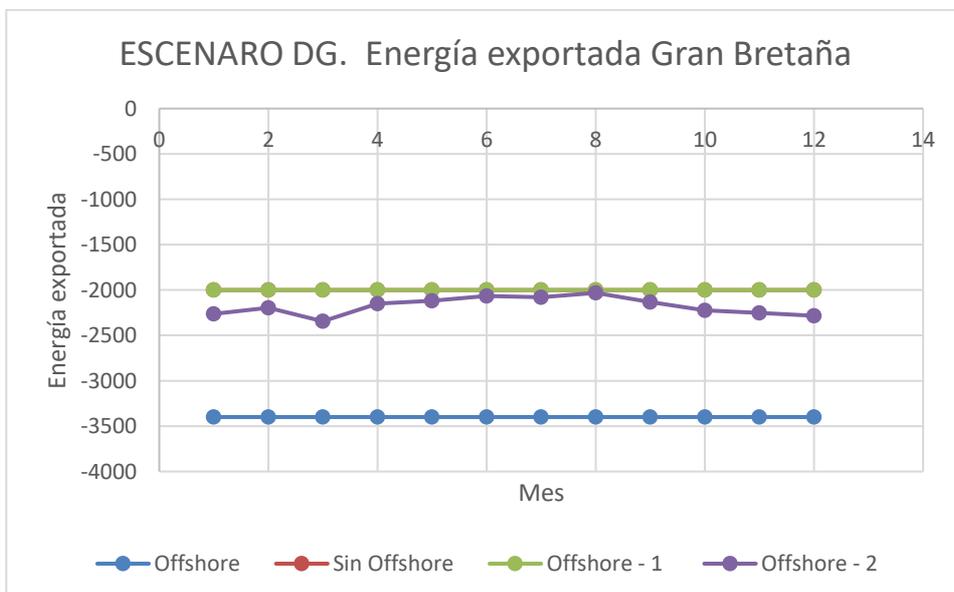
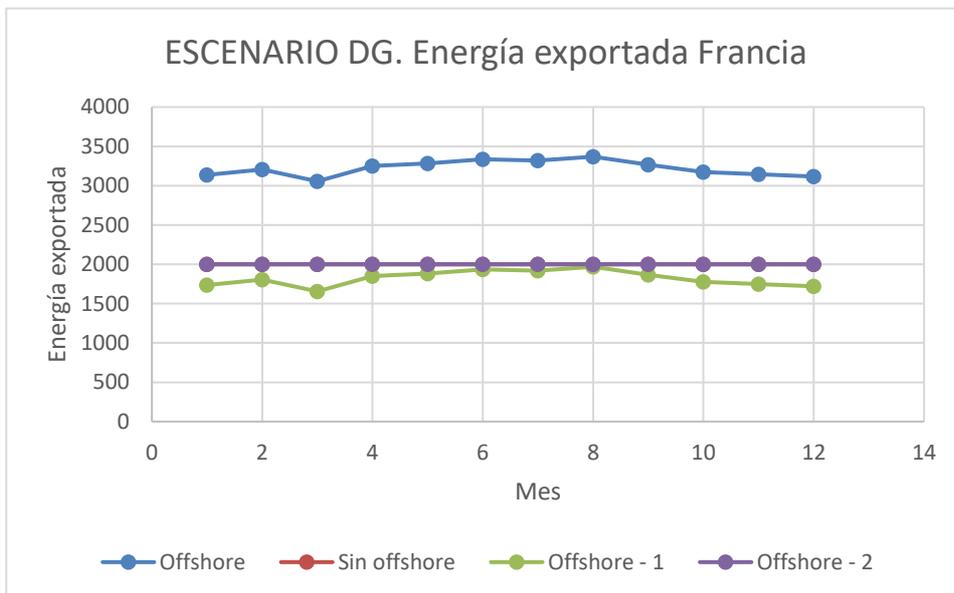


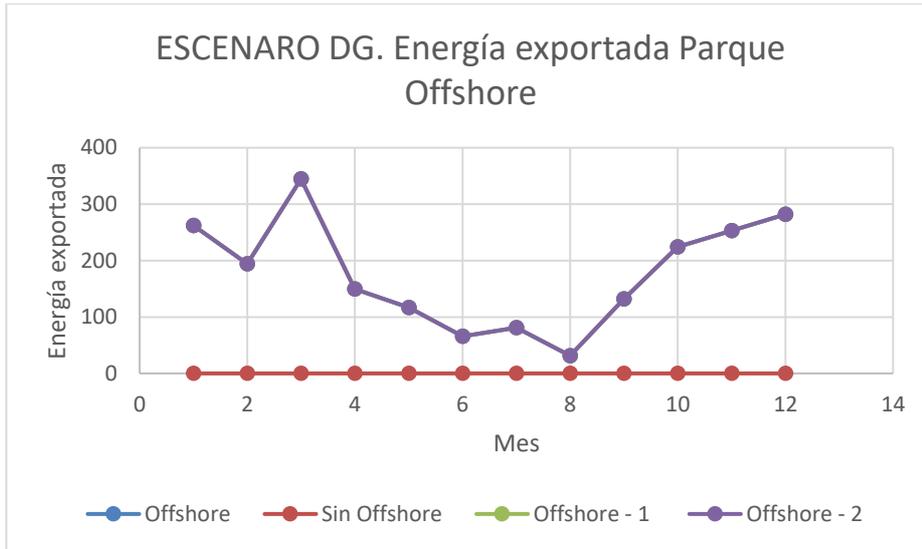
### 6.3.1.2 ENERGÍA TOTAL DE VENTA





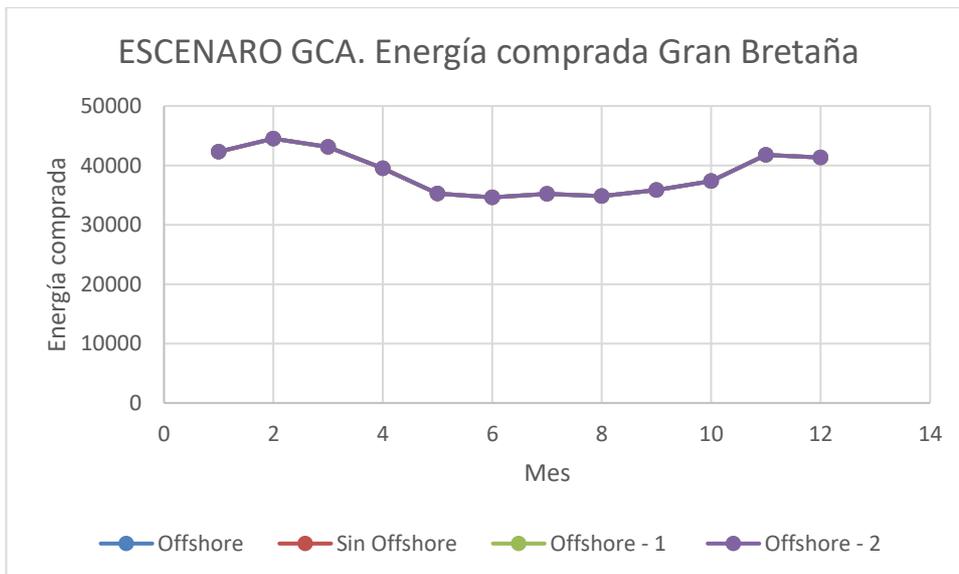
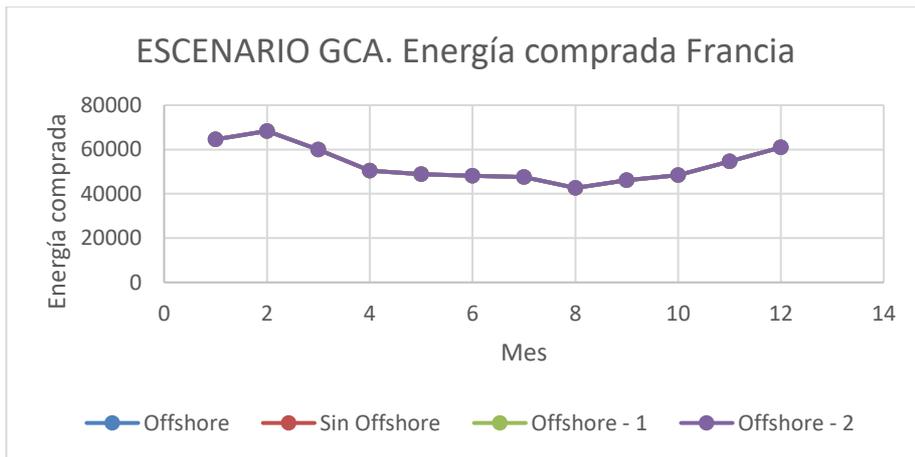
### 6.3.1.3 ENERGÍA TOTAL DE EXPORTACIÓN

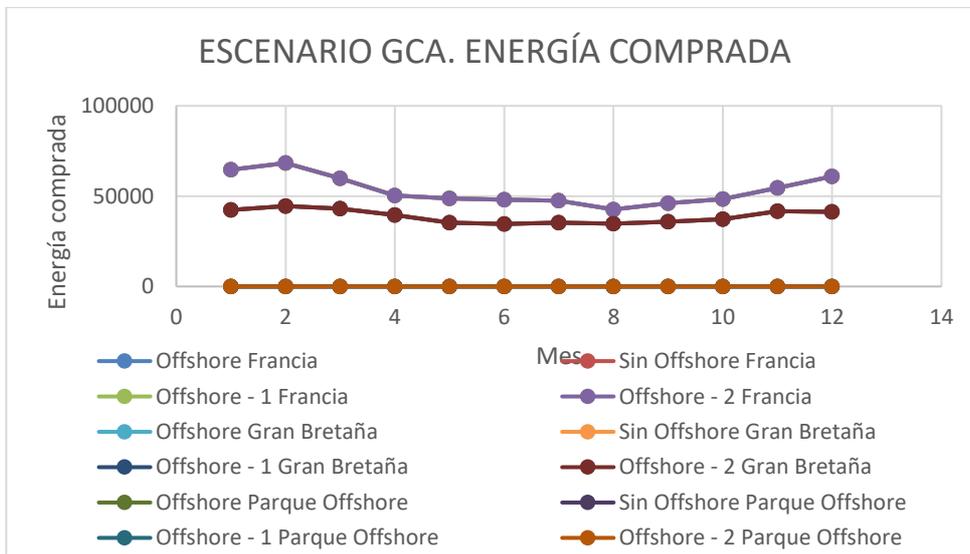
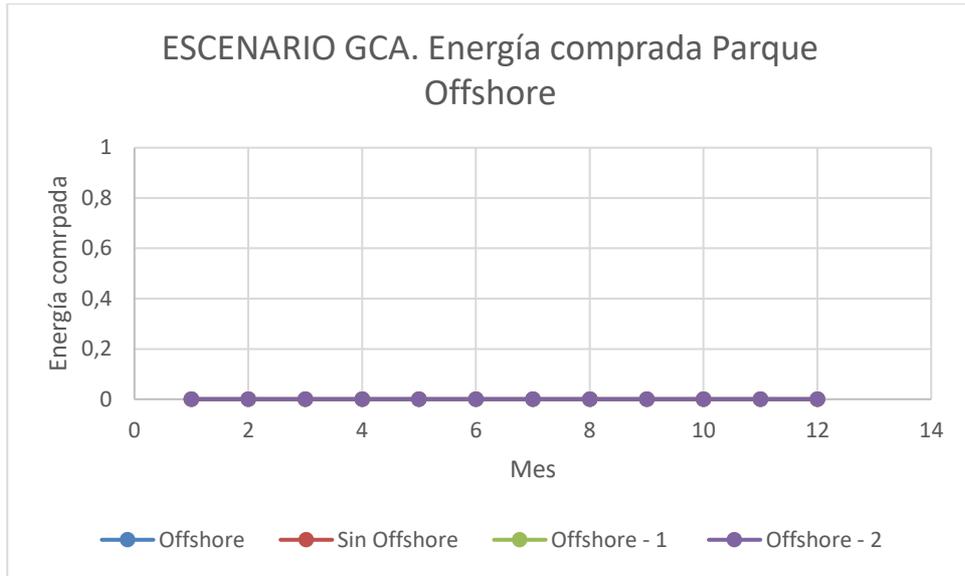




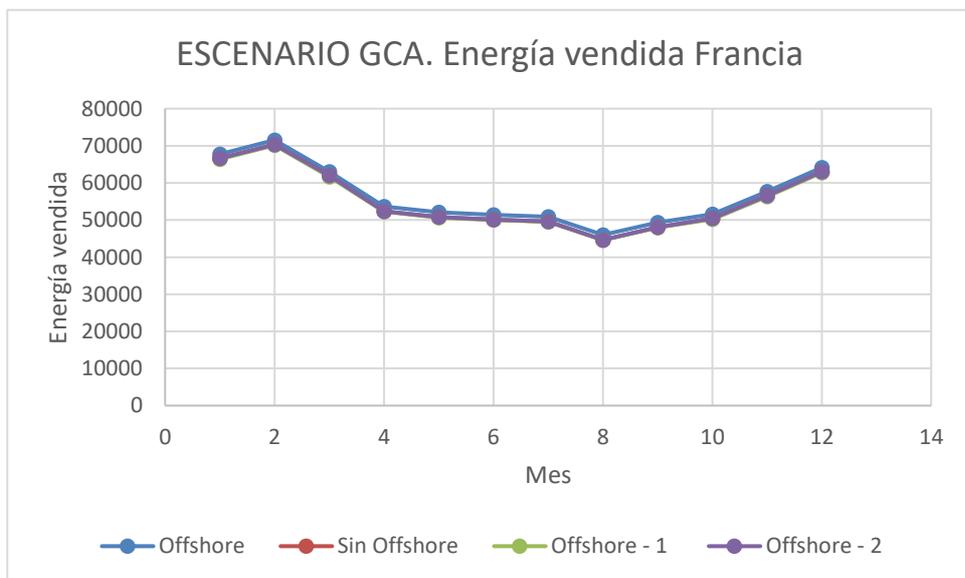
## 6.3.2 ESCENARIO GCA

### 6.3.2.1 ENERGÍA TOTAL DE COMPRA

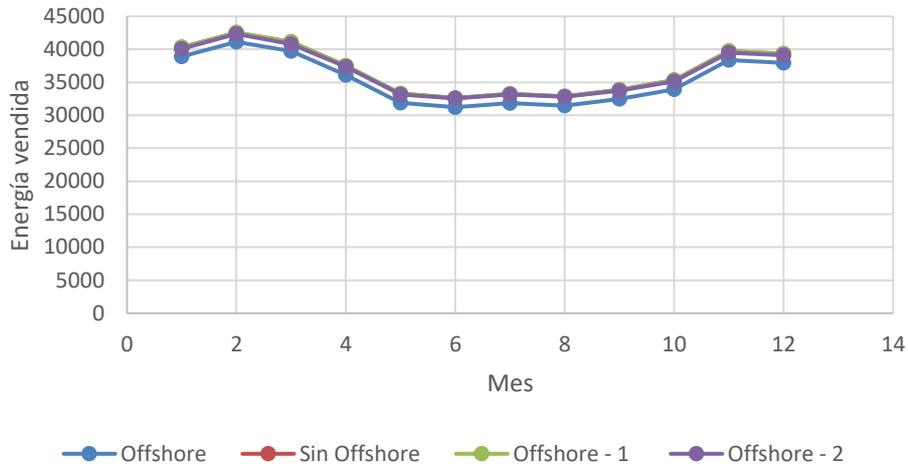




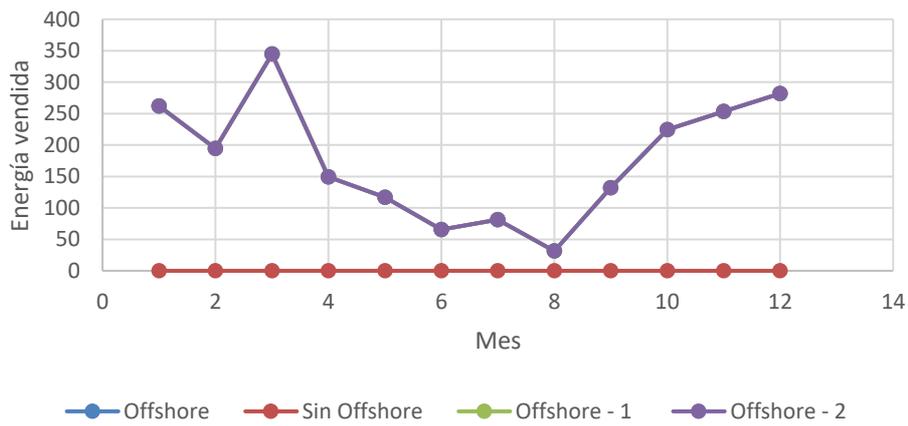
### 6.3.2.2 ENERGÍA TOTAL DE VENTA



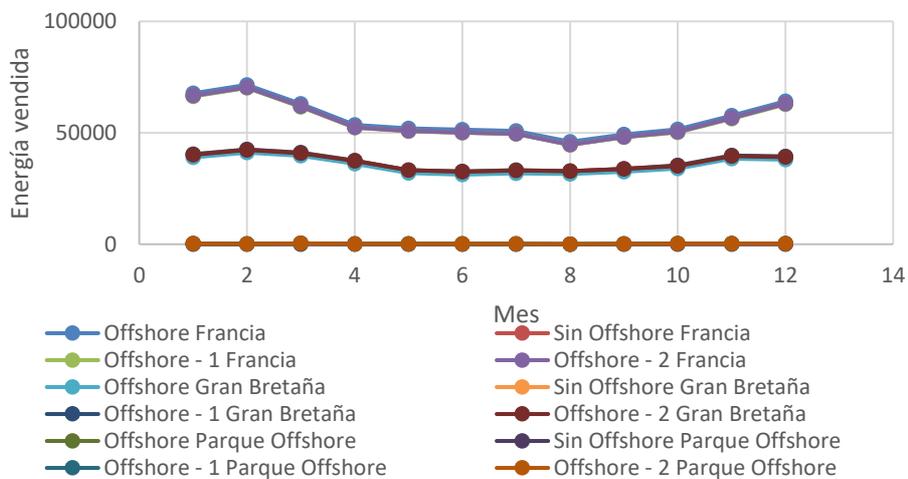
ESCENARIO GCA. Energía Vendida Gran Bretaña



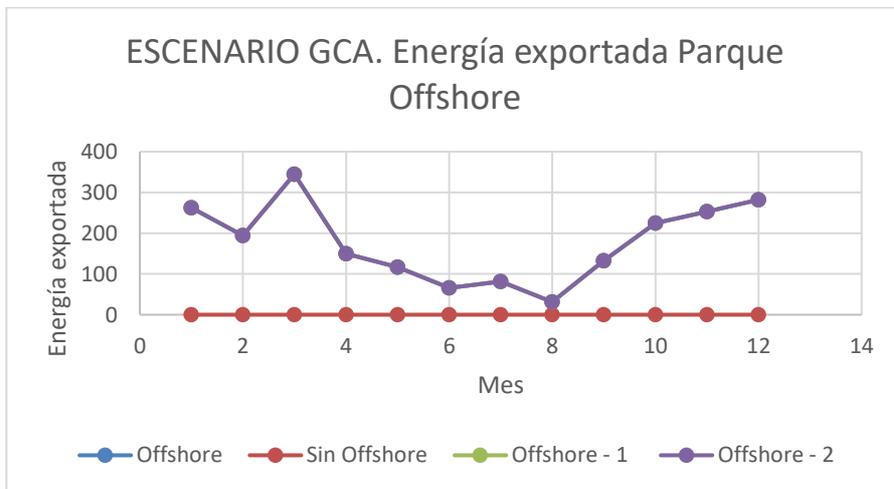
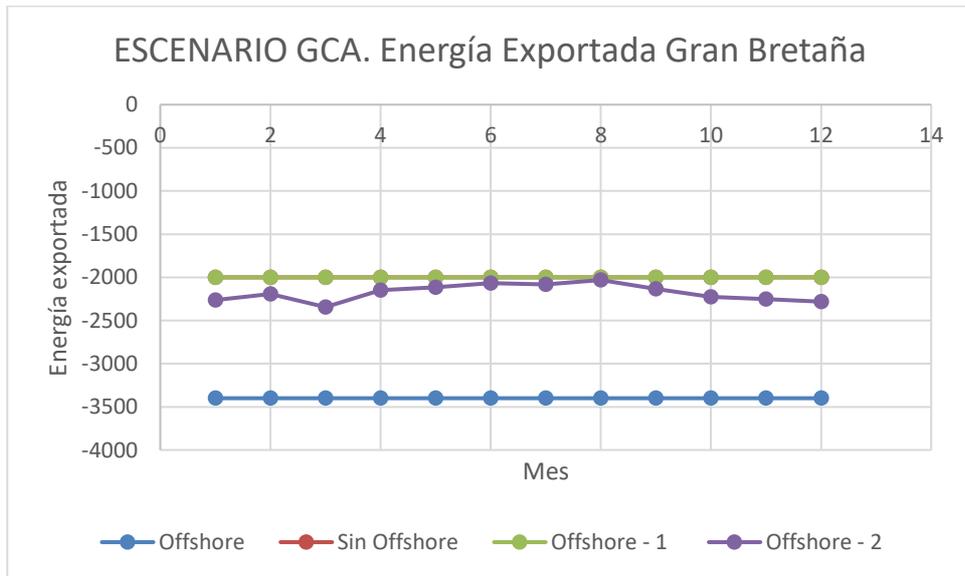
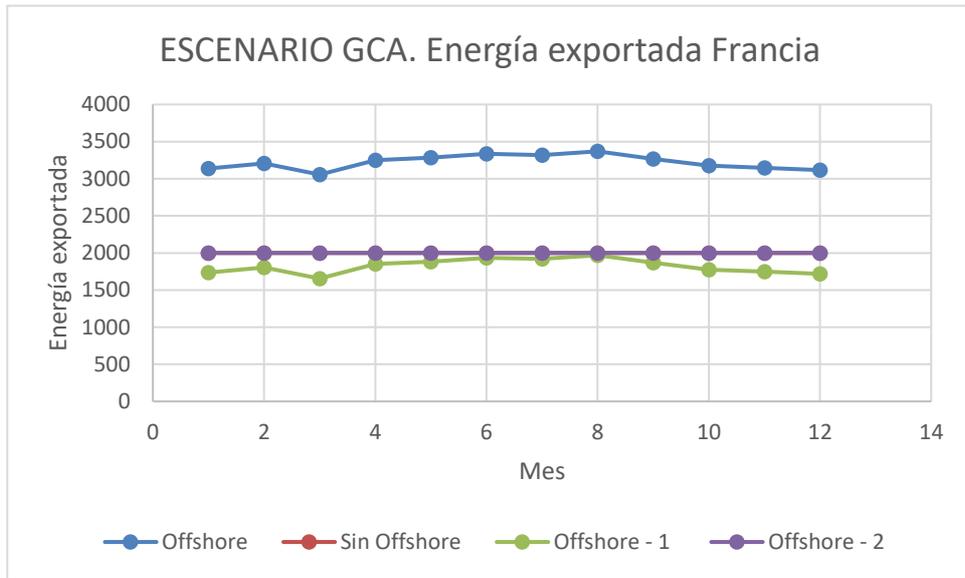
ESCENARIO GCA. Energía vendida Parque Offshore

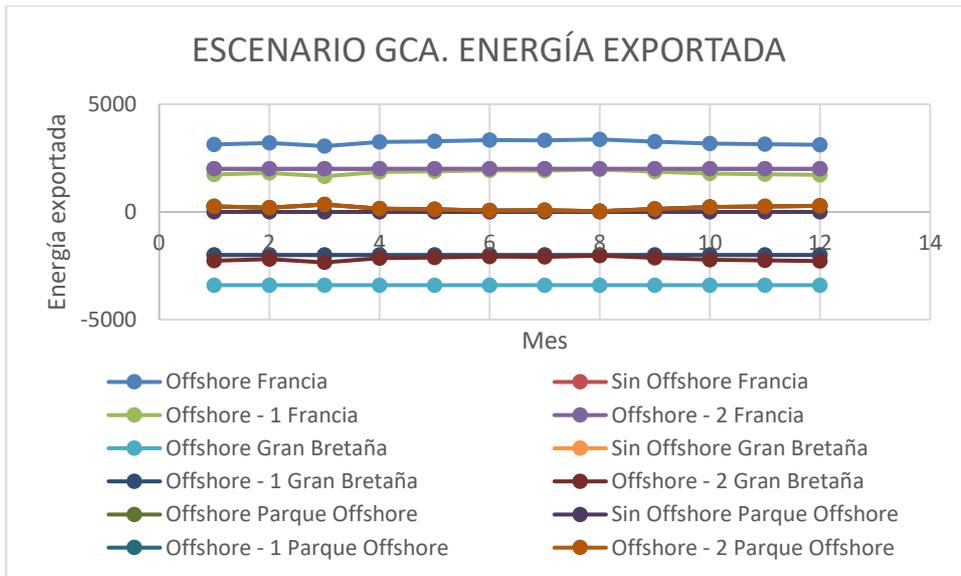


ESCENARIO GCA. ENERGÍA VENDIDA



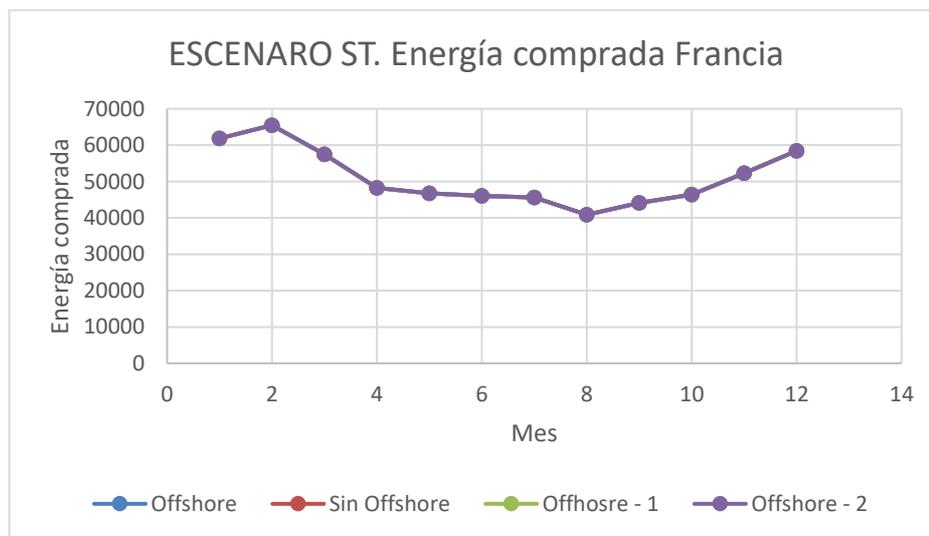
### 6.3.2.3 ENERGÍA TOTAL DE EXPORTACIÓN

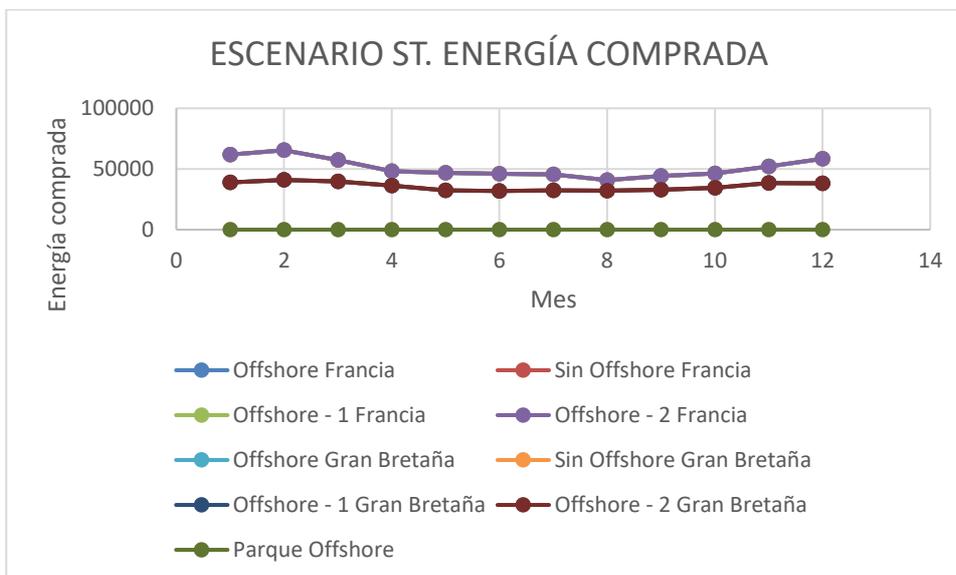
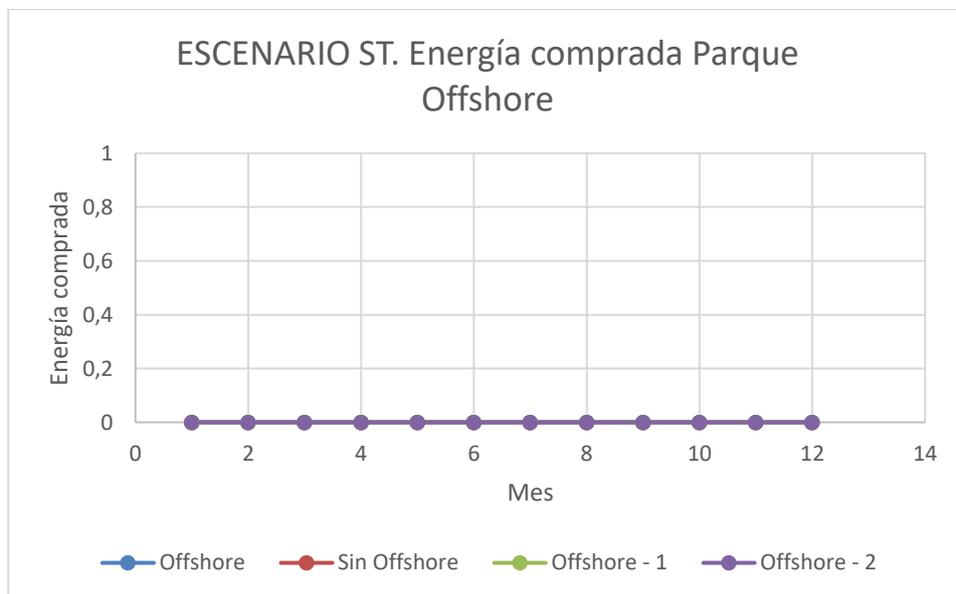
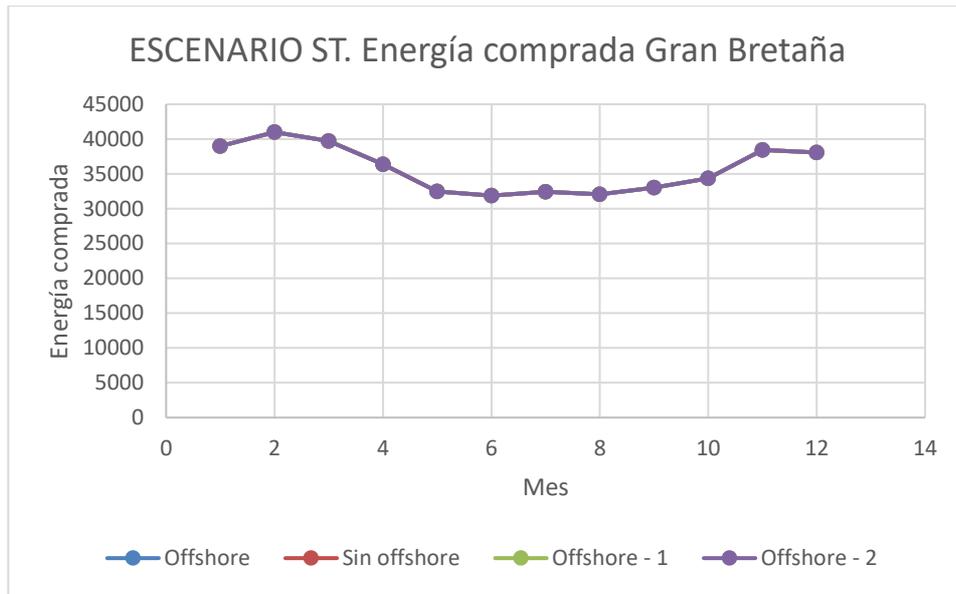




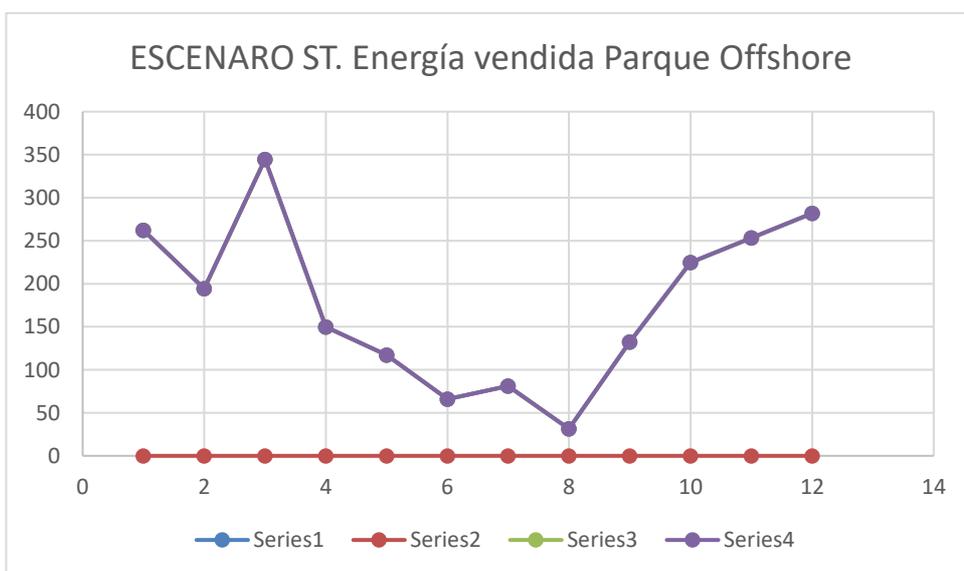
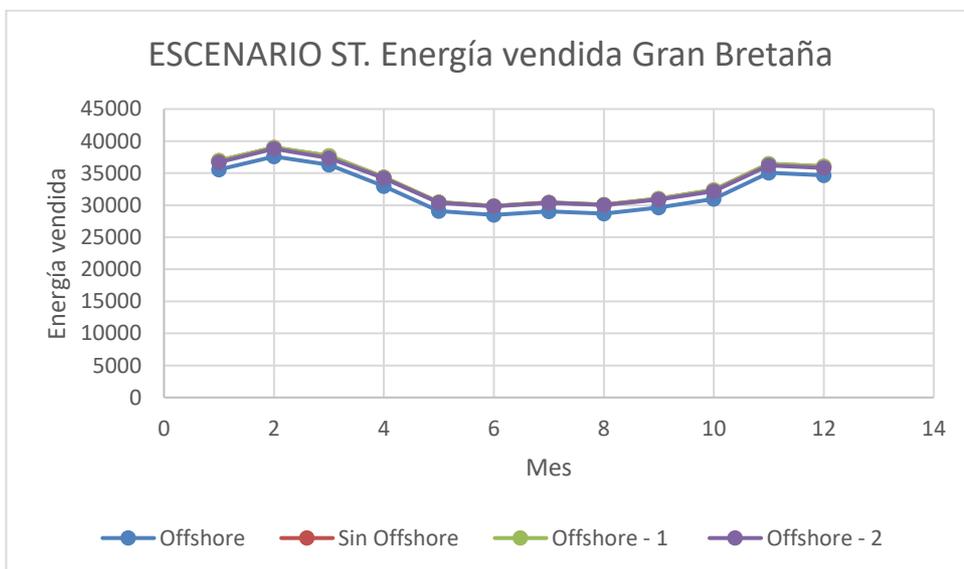
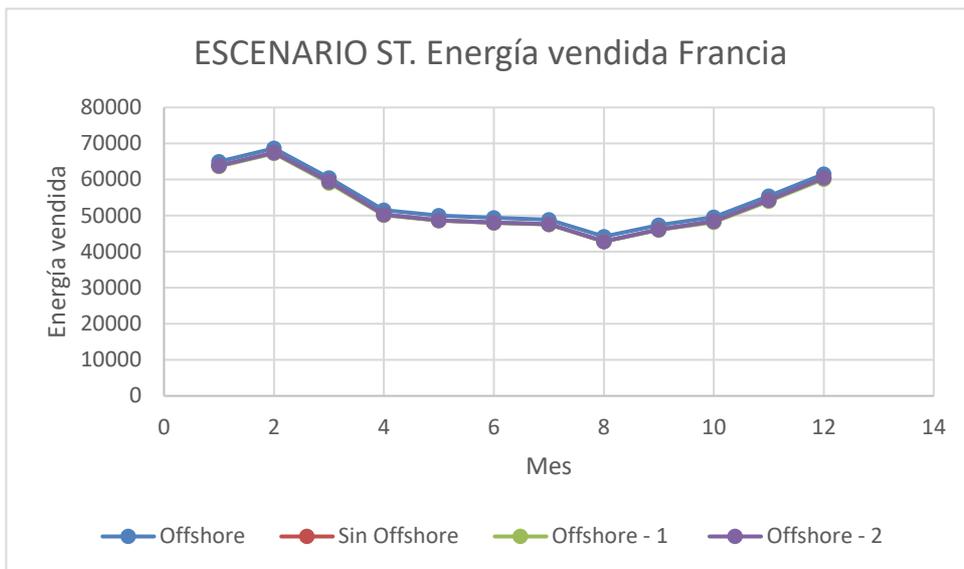
### 6.3.3 ESCENARIO ST

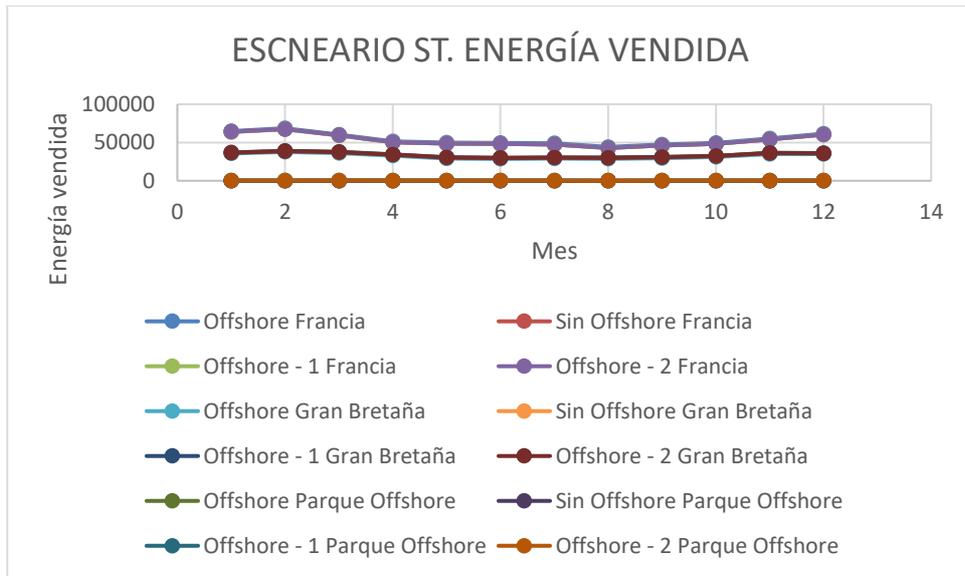
#### 6.3.3.1 ENERGÍA TOTAL DE COMPRA



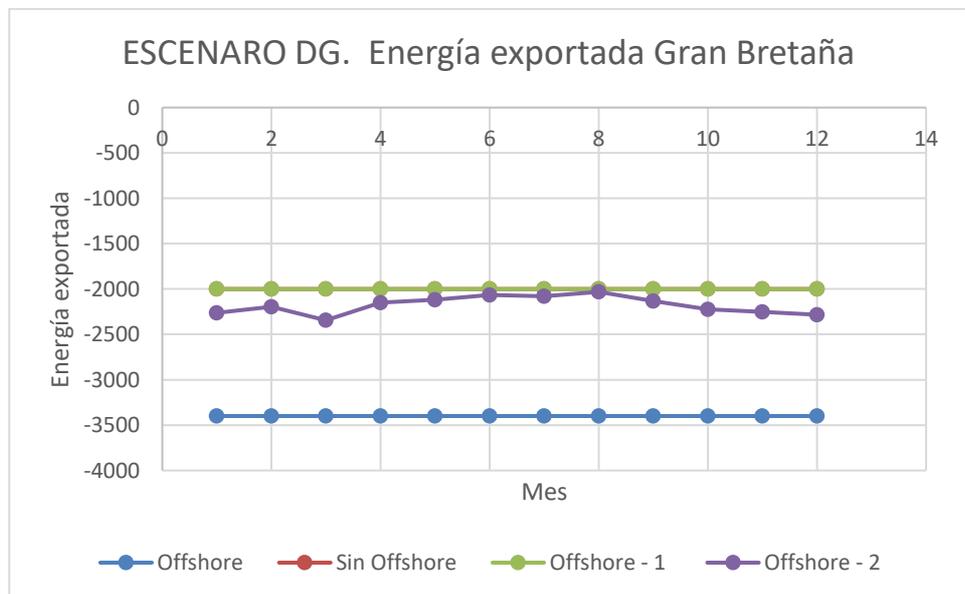
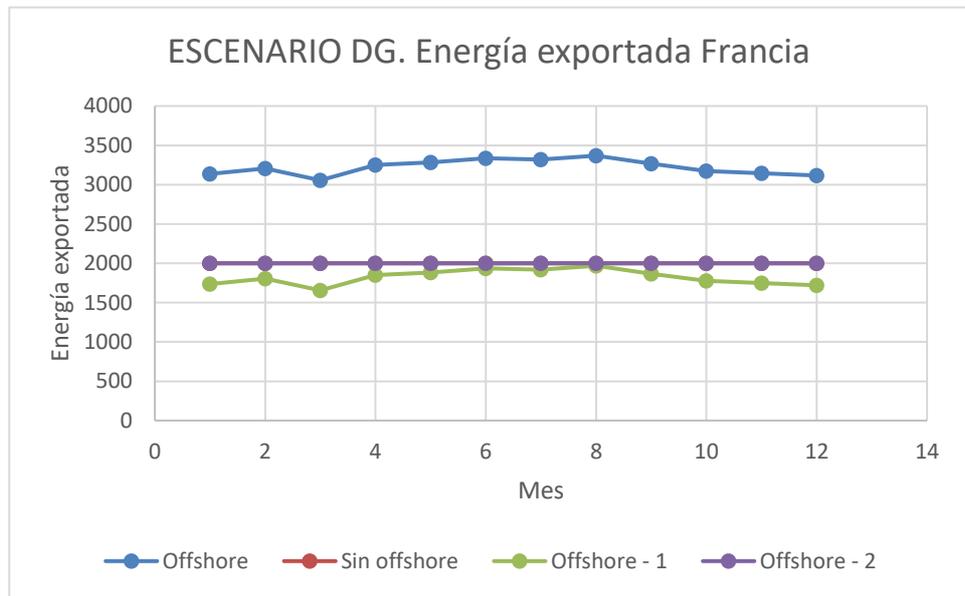


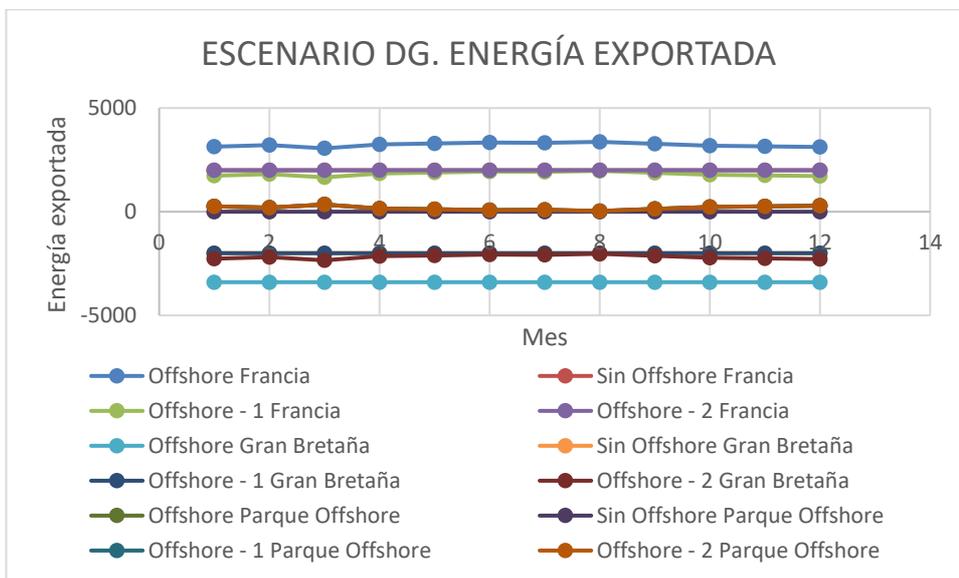
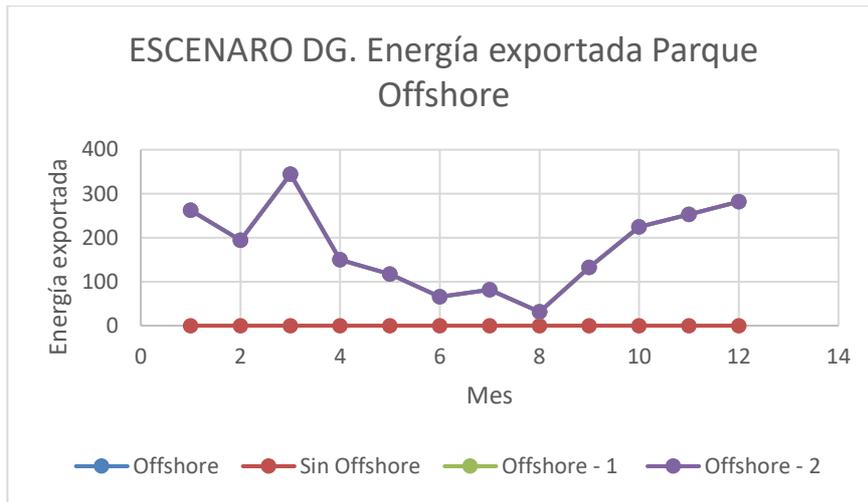
### 6.3.3.2 ENERGÍA TOTAL DE VENTA





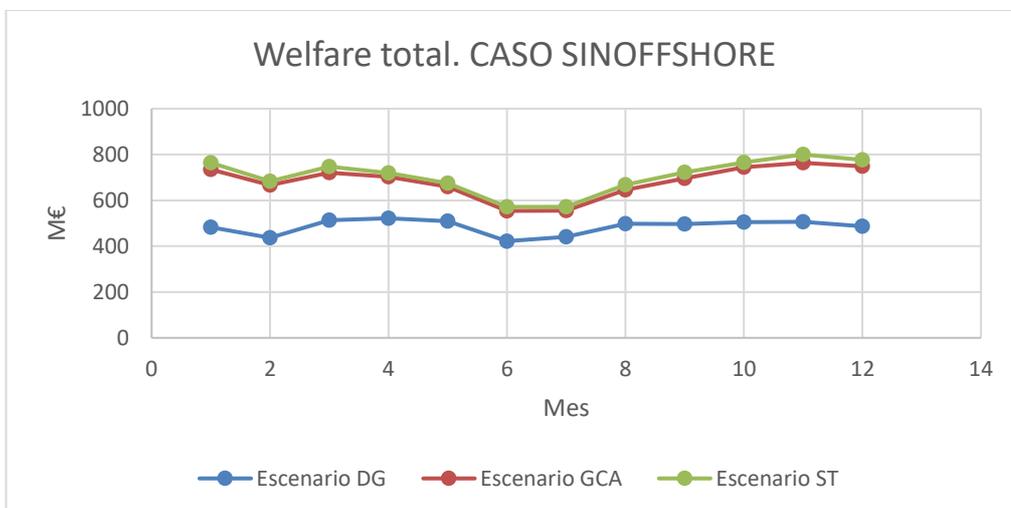
### 6.3.3.3 ENERGÍA TOTAL DE EXPORTACIÓN



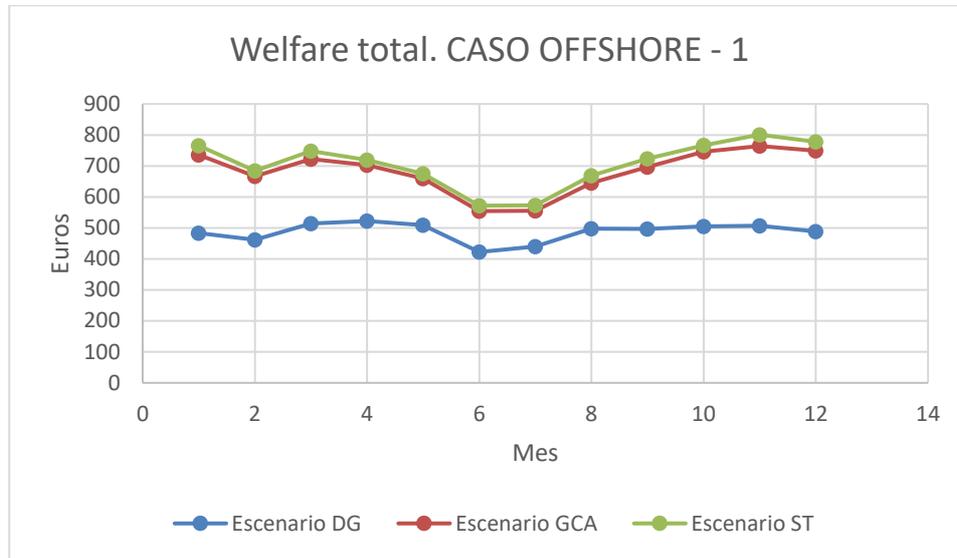


## 6.4 Comparación del bienestar

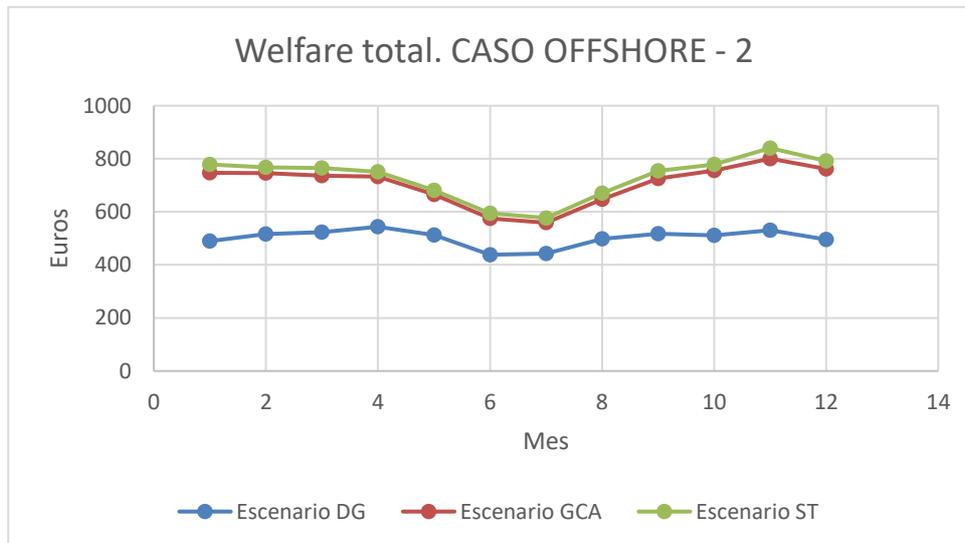
### 6.4.1 SINOFFSHORE



## 6.4.2 OFFSHORE – 1



## 6.4.3 OFFSHORE – 2



## 6.5 Rentabilidad del Parque Offshore

### 6.5.1 Beneficio Caso Offshore

#### 6.5.1.1 Escenario DG

Mes	Precio Venta	Energía Vendida	Beneficio por mes (Euros)
Enero	72	262,2	14045529,6
Febrero	72	194,4	9405849,6
Marzo	72	344,6	18459532,8
Abril	72	149,6	7755264

Mayo	72	117	6267456
Junio	72	65,8	3411072
Julio	72	81,3	4355078,4
Agosto	72	31,4	1682035,2
Septiembre	72	132,3	6858432
Octubre	72	224,5	16109
Noviembre	72	253,2	13125888
Diciembre	72	281,9	15100819,2
		Beneficio anual (Euros)	100483065,8
		Beneficio anual (M€)	100,4830658

#### 6.5.1.2 Escenario GCA

Mes	Precio Venta	Energía Vendida	Beneficio por mes (Euros)
Enero	72	262,2	14045529,6
Febrero	72	194,4	9405849,6
Marzo	72	344,6	18459532,8
Abril	72	149,6	7755264
Mayo	72	117	6267456
Junio	72	65,8	3411072
Julio	72	81,3	4355078,4
Agosto	72	31,4	1682035,2
Septiembre	72	132,3	6858432
Octubre	72	224,5	16109
Noviembre	72	253,2	13125888
Diciembre	72	281,9	15100819,2
		Beneficio anual (Euros)	100483065,8

		Beneficio anual (M€)	100,4830658
--	--	----------------------	-------------

### 6.5.1.3 Escenario ST

Mes	Precio Venta	Energía Vendida	Beneficio por mes (Euros)
Enero	72	262,2	14045529,6
Febrero	72	194,4	9405849,6
Marzo	72	344,6	18459532,8
Abril	72	149,6	7755264
Mayo	72	117	6267456
Junio	72	65,8	3411072
Julio	72	81,3	4355078,4
Agosto	72	31,4	1682035,2
Septiembre	72	132,3	6858432
Octubre	72	224,5	16109
Noviembre	72	253,2	13125888
Diciembre	72	281,9	15100819,2
		Beneficio anual (Euros)	100483065,8
		Beneficio anual (M€)	100,4830658

## 6.5.2 Beneficio Caso Offshore – 1

### 6.5.2.1 Escenario DG

Mes	Precio Venta	Energía Vendida	Beneficio por mes (Euros)
Enero	72	262,2	14045529,6
Febrero	72	194,4	9405849,6
Marzo	72	344,6	18459532,8
Abril	72	149,6	7755264
Mayo	72	117	6267456
Junio	72	65,8	3411072
Julio	72	81,3	4355078,4

Agosto	72	31,4	1682035,2
Septiembre	72	132,3	6858432
Octubre	72	224,5	16109
Noviembre	72	253,2	13125888
Diciembre	72	281,9	15100819,2
		Beneficio anual (Euros)	100483065,8
		Beneficio anual (M€)	100,4830658

### 6.5.2.2 Escenario GCA

Mes	Precio Venta	Energía Vendida	Beneficio por mes (Euros)
Enero	72	262,2	14045529,6
Febrero	72	194,4	9405849,6
Marzo	72	344,6	18459532,8
Abril	72	149,6	7755264
Mayo	72	117	6267456
Junio	72	65,8	3411072
Julio	72	81,3	4355078,4
Agosto	72	31,4	1682035,2
Septiembre	72	132,3	6858432
Octubre	72	224,5	16109
Noviembre	72	253,2	13125888
Diciembre	72	281,9	15100819,2
		Beneficio anual (Euros)	100483065,8
		Beneficio anual (M€)	100,4830658

### 6.5.2.3 Escenario ST

Mes	Precio Venta	Energía Vendida	Beneficio por mes (Euros)
-----	--------------	-----------------	---------------------------

Enero	72	262,2	14045529,6
Febrero	72	194,4	9405849,6
Marzo	72	344,6	18459532,8
Abril	72	149,6	7755264
Mayo	72	117	6267456
Junio	72	65,8	3411072
Julio	72	81,3	4355078,4
Agosto	72	31,4	1682035,2
Septiembre	72	132,3	6858432
Octubre	72	224,5	16109
Noviembre	72	253,2	13125888
Diciembre	72	281,9	15100819,2
		Beneficio anual (Euros)	100483065,8
		Beneficio anual (M€)	100,4830658

### 6.5.3 Beneficio Caso Offshore – 2

#### 6.5.3.1 Escenario DG

Mes	Precio Venta	Energía Vendida	Beneficio por mes (Euros)
Enero	68	262,2	13265222,4
Febrero	68	194,4	8883302,4
Marzo	68	344,6	17434003,2
Abril	68	149,6	7324416
Mayo	68	117	5919264
Junio	68	65,8	3221568
Julio	68	81,3	4113129,6
Agosto	68	31,4	1588588,8
Septiembre	68	132,3	6477408
Octubre	68	224,5	15211
Noviembre	68	253,2	12396672

Diciembre	68	281,9	14261884,8
		Beneficio anual (Euros)	94900670,2
		Beneficio anual (M€)	94,9006702

### 6.5.3.2 Escenario GCA

Mes	Precio Venta	Energía Vendida	Beneficio por mes (Euros)
Enero	68	262,2	13265222,4
Febrero	68	194,4	8883302,4
Marzo	68	344,6	17434003,2
Abril	68	149,6	7324416
Mayo	68	117	5919264
Junio	68	65,8	3221568
Julio	68	81,3	4113129,6
Agosto	68	31,4	1588588,8
Septiembre	68	132,3	6477408
Octubre	68	224,5	15211
Noviembre	68	253,2	12396672
Diciembre	68	281,9	14261884,8
		Beneficio anual (Euros)	94900670,2
		Beneficio anual (M€)	94,9006702

### 6.5.3.3 Escenario ST

Mes	Precio Venta	Energía Vendida	Beneficio por mes (Euros)
Enero	68	262,2	13265222,4
Febrero	68	194,4	8883302,4
Marzo	68	344,6	17434003,2
Abril	68	149,6	7324416

Mayo	68	117	5919264
Junio	68	65,8	3221568
Julio	68	81,3	4113129,6
Agosto	68	31,4	1588588,8
Septiembre	68	132,3	6477408
Octubre	68	224,5	15211
Noviembre	68	253,2	12396672
Diciembre	68	281,9	14261884,8
		Beneficio anual (Euros)	94900670,2
		Beneficio anual (M€)	94,9006702

#### 6.5.4 Años de amortización del Parque Offshore en el caso Offshore

##### 6.5.4.1 Escenario DG

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1200	-1200		-1200
1		100,4830658	3	-1102,443625
2		100,4830658	3	-1007,728699
3		100,4830658	3	-915,7724591
4		100,4830658	3	-826,4945566
5		100,4830658	3	-739,8169814
6		100,4830658	3	-655,6639957
7		100,4830658	3	-573,9620679
8		100,4830658	3	-494,6398078
9		100,4830658	3	-417,6279049
10		100,4830658	3	-342,8590671
11		100,4830658	3	-270,2679624
12		100,4830658	3	-199,7911617
13		100,4830658	3	-131,3670834

14		100,4830658	3	-64,93593945
15		100,4830658	3	-0,439683159
16		100,4830658	3	62,1780414
17		100,4830658	3	122,9719487
18		100,4830658	3	181,9951597
19		100,4830658	3	239,2992481
20		100,4830658	3	294,9342853
	VAN	294,93 €		
	TIR	6%		

#### 6.5.4.2 Escenario GCA

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1200	-1200		-1200
1		100,4830658	3	-1102,443625
2		100,4830658	3	-1007,728699
3		100,4830658	3	-915,7724591
4		100,4830658	3	-826,4945566
5		100,4830658	3	-739,8169814
6		100,4830658	3	-655,6639957
7		100,4830658	3	-573,9620679
8		100,4830658	3	-494,6398078
9		100,4830658	3	-417,6279049
10		100,4830658	3	-342,8590671
11		100,4830658	3	-270,2679624
12		100,4830658	3	-199,7911617
13		100,4830658	3	-131,3670834
14		100,4830658	3	-64,93593945

15		100,4830658	3	-0,439683159
16		100,4830658	3	62,1780414
17		100,4830658	3	122,9719487
18		100,4830658	3	181,9951597
19		100,4830658	3	239,2992481
20		100,4830658	3	294,9342853
	VAN	294,93 €		
	TIR	6%		

#### 6.5.4.3 Escenario ST

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1200	-1200		-1200
1		100,4830658	3	-1102,443625
2		100,4830658	3	-1007,728699
3		100,4830658	3	-915,7724591
4		100,4830658	3	-826,4945566
5		100,4830658	3	-739,8169814
6		100,4830658	3	-655,6639957
7		100,4830658	3	-573,9620679
8		100,4830658	3	-494,6398078
9		100,4830658	3	-417,6279049
10		100,4830658	3	-342,8590671
11		100,4830658	3	-270,2679624
12		100,4830658	3	-199,7911617
13		100,4830658	3	-131,3670834
14		100,4830658	3	-64,93593945
15		100,4830658	3	-0,439683159
16		100,4830658	3	62,1780414

17		100,4830658	3	122,9719487
18		100,4830658	3	181,9951597
19		100,4830658	3	239,2992481
20		100,4830658	3	294,9342853
	VAN	294,93 €		
	TIR	6%		

## 6.5.5 Años de amortización del Parque Offshore en el caso Offshore - 1

### 6.5.5.1 Escenario DG

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1200	-1200		-1200
1		100,4830658	3	-1102,443625
2		100,4830658	3	-1007,728699
3		100,4830658	3	-915,7724591
4		100,4830658	3	-826,4945566
5		100,4830658	3	-739,8169814
6		100,4830658	3	-655,6639957
7		100,4830658	3	-573,9620679
8		100,4830658	3	-494,6398078
9		100,4830658	3	-417,6279049
10		100,4830658	3	-342,8590671
11		100,4830658	3	-270,2679624
12		100,4830658	3	-199,7911617
13		100,4830658	3	-131,3670834
14		100,4830658	3	-64,93593945
15		100,4830658	3	-0,439683159
16		100,4830658	3	62,1780414

17		100,4830658	3	122,9719487
18		100,4830658	3	181,9951597
19		100,4830658	3	239,2992481
20		100,4830658	3	294,9342853
	VAN	294,93 €		
	TIR	6%		

### 6.5.5.2 Escenario GCA

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1200	-1200		-1200
1		100,4830658	3	-1102,443625
2		100,4830658	3	-1007,728699
3		100,4830658	3	-915,7724591
4		100,4830658	3	-826,4945566
5		100,4830658	3	-739,8169814
6		100,4830658	3	-655,6639957
7		100,4830658	3	-573,9620679
8		100,4830658	3	-494,6398078
9		100,4830658	3	-417,6279049
10		100,4830658	3	-342,8590671
11		100,4830658	3	-270,2679624
12		100,4830658	3	-199,7911617
13		100,4830658	3	-131,3670834
14		100,4830658	3	-64,93593945
15		100,4830658	3	-0,439683159
16		100,4830658	3	62,1780414
17		100,4830658	3	122,9719487
18		100,4830658	3	181,9951597

19		100,4830658	3	239,2992481
20		100,4830658	3	294,9342853
	VAN	294,93 €		
	TIR	6%		

### 6.5.5.3 Escenario ST

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1200	-1200		-1200
1		100,4830658	3	-1102,443625
2		100,4830658	3	-1007,728699
3		100,4830658	3	-915,7724591
4		100,4830658	3	-826,4945566
5		100,4830658	3	-739,8169814
6		100,4830658	3	-655,6639957
7		100,4830658	3	-573,9620679
8		100,4830658	3	-494,6398078
9		100,4830658	3	-417,6279049
10		100,4830658	3	-342,8590671
11		100,4830658	3	-270,2679624
12		100,4830658	3	-199,7911617
13		100,4830658	3	-131,3670834
14		100,4830658	3	-64,93593945
15		100,4830658	3	-0,439683159
16		100,4830658	3	62,1780414
17		100,4830658	3	122,9719487
18		100,4830658	3	181,9951597
19		100,4830658	3	239,2992481

20		100,4830658	3	294,9342853
	VAN	294,93 €		
	TIR	6%		

## 6.5.6 Años de amortización del Parque Offshore en el caso Offshore – 2

### 6.5.6.1 Escenario DG

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1200	-1200		-1200
1		94,9006702	3	-1107,863427
2		94,9006702	3	-1018,410443
3		94,9006702	3	-931,5628867
4		94,9006702	3	-847,2448704
5		94,9006702	3	-765,3827186
6		94,9006702	3	-685,9049014
7		94,9006702	3	-608,741972
8		94,9006702	3	-533,8265066
9		94,9006702	3	-461,0930451
10		94,9006702	3	-390,4780338
11		94,9006702	3	-321,9197705
12		94,9006702	3	-255,3583498
13		94,9006702	3	-190,7356113
14		94,9006702	3	-127,9950884
15		94,9006702	3	-67,08195946
16		94,9006702	3	-7,942999282
17		94,9006702	3	49,47346691
18		94,9006702	3	105,2176088
19		94,9006702	3	159,338135

20		94,9006702	3	211,8823351
	VAN	211,88 €		
	TIR	5%		

#### 6.5.6.2 Escenario GCA

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1200	-1200		-1200
1		94,9006702	3	-1107,863427
2		94,9006702	3	-1018,410443
3		94,9006702	3	-931,5628867
4		94,9006702	3	-847,2448704
5		94,9006702	3	-765,3827186
6		94,9006702	3	-685,9049014
7		94,9006702	3	-608,741972
8		94,9006702	3	-533,8265066
9		94,9006702	3	-461,0930451
10		94,9006702	3	-390,4780338
11		94,9006702	3	-321,9197705
12		94,9006702	3	-255,3583498
13		94,9006702	3	-190,7356113
14		94,9006702	3	-127,9950884
15		94,9006702	3	-67,08195946
16		94,9006702	3	-7,942999282
17		94,9006702	3	49,47346691
18		94,9006702	3	105,2176088
19		94,9006702	3	159,338135

20		94,9006702	3	211,8823351
	VAN	211,88 €		
	TIR	5%		

### 6.5.6.3 Escenario ST

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1200	-1200		-1200
1		94,9006702	3	-1107,863427
2		94,9006702	3	-1018,410443
3		94,9006702	3	-931,5628867
4		94,9006702	3	-847,2448704
5		94,9006702	3	-765,3827186
6		94,9006702	3	-685,9049014
7		94,9006702	3	-608,741972
8		94,9006702	3	-533,8265066
9		94,9006702	3	-461,0930451
10		94,9006702	3	-390,4780338
11		94,9006702	3	-321,9197705
12		94,9006702	3	-255,3583498
13		94,9006702	3	-190,7356113
14		94,9006702	3	-127,9950884
15		94,9006702	3	-67,08195946
16		94,9006702	3	-7,942999282
17		94,9006702	3	49,47346691
18		94,9006702	3	105,2176088
19		94,9006702	3	159,338135
20		94,9006702	3	211,8823351

	VAN	211,88 €		
	TIR	5%		

## 6.6 Rentabilidad de la inversión del parque offshore y línea HVDC

### 6.6.1 Beneficios desde el punto de vista del inversor

Será la suma entre el beneficio de cada escenario del parque offshore y la renta de congestión.

#### 6.6.1.1 Caso Offshore

Beneficio desde el punto de vista del inversor (Parque offshore + renta de congestión)		
Escenario DG	Escenario AGC	Escenario ST
642,5117659	953,4567259	1103,568086

#### 6.6.1.2 Caso Offshore – 1

Beneficio desde el punto de vista del inversor (Parque offshore)		
Escenario DG	Escenario AGC	Escenario ST
100,4830658	100,4830658	100,4830658

#### 6.6.1.3 Caso Offshore – 2

Beneficio desde el punto de vista del inversor (Parque offshore )		
Escenario DG	Escenario AGC	Escenario ST
94,9006702	94,9006702	94,9006702

### 6.6.2 Años en amortizarse, TIR y VAN

#### 6.6.2.1 Caso Offshore

##### 6.6.2.1.1 Escenario DG

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-2250	-2250		-2250

1		953,456726	10	-1383,2212
2		953,456726	10	-595,24039
3		953,456726	10	121,105757
4		953,456726	10	772,32953
5		953,456726	10	1364,35114
6		953,456726	10	1902,55261
7		953,456726	10	2391,82667
8		953,456726	10	2836,62127
9		953,456726	10	3240,97999
10		953,456726	10	3608,57883
11		953,456726	10	3942,7596
12		953,456726	10	4246,5603
13		953,456726	10	4522,74275
14		953,456726	10	4773,8177
15		953,456726	10	5002,06766
16		953,456726	10	5209,56763
17		953,456726	10	5398,20396
18		953,456726	10	5569,69153
19		953,456726	10	5725,58932
20		953,456726	10	5867,31459
	VAN	5.867,31 €		
	TIR	42%		

**6.6.2.1.2 Escenario GCA**

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-2250	-2250		-2250
1		953,456726	10	-1383,2212
2		953,456726	10	-595,24039

3		953,456726	10	121,105757
4		953,456726	10	772,32953
5		953,456726	10	1364,35114
6		953,456726	10	1902,55261
7		953,456726	10	2391,82667
8		953,456726	10	2836,62127
9		953,456726	10	3240,97999
10		953,456726	10	3608,57883
11		953,456726	10	3942,7596
12		953,456726	10	4246,5603
13		953,456726	10	4522,74275
14		953,456726	10	4773,8177
15		953,456726	10	5002,06766
16		953,456726	10	5209,56763
17		953,456726	10	5398,20396
18		953,456726	10	5569,69153
19		953,456726	10	5725,58932
20		953,456726	10	5867,31459
	VAN	5.867,31 €		

### 6.6.2.1.3 Escenario ST

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-2250	-2250		-2250
1		1103,56809	10	-1246,7563
2		1103,56809	10	-334,71655

3		1103,56809	10	494,410491
4		1103,56809	10	1248,16234
5		1103,56809	10	1933,3913
6		1103,56809	10	2556,32671
7		1103,56809	10	3122,63164
8		1103,56809	10	3637,45429
9		1103,56809	10	4105,47489
10		1103,56809	10	4530,94816
11		1103,56809	10	4917,74204
12		1103,56809	10	5269,37284
13		1103,56809	10	5589,03721
14		1103,56809	10	5879,64118
15		1103,56809	10	6143,8266
16		1103,56809	10	6383,99517
17		1103,56809	10	6602,33023
18		1103,56809	10	6800,81665
19		1103,56809	10	6981,25885
20		1103,56809	10	7145,29722
	VAN	7.145,30 €		
	TIR	49%		

### 6.6.2.2 Caso Offshore – 1

#### 6.6.2.2.1 Escenario DG

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1750	-1750		-1750
1		100,483066	10	-1658,6518
2		100,483066	10	-1575,6079
3		100,483066	10	-1500,1135

4		100,483066	10	-1431,4822
5		100,483066	10	-1369,0901
6		100,483066	10	-1312,3701
7		100,483066	10	-1260,8064
8		100,483066	10	-1213,9303
9		100,483066	10	-1171,3156
10		100,483066	10	-1132,5751
11		100,483066	10	-1097,3564
12		100,483066	10	-1065,3394
13		100,483066	10	-1036,233
14		100,483066	10	-1009,7727
15		100,483066	10	-985,71781
16		100,483066	10	-963,84977
17		100,483066	10	-943,96973
18		100,483066	10	-925,89697
19		100,483066	10	-909,46718
20		100,483066	10	-894,53102
	VAN	-894,53 €		
	TIR	1%		

#### 6.6.2.2 Escenario GCA

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1750	-1750		-1750
1		100,483066	10	-1658,6518
2		100,483066	10	-1575,6079
3		100,483066	10	-1500,1135
4		100,483066	10	-1431,4822

5		100,483066	10	-1369,0901
6		100,483066	10	-1312,3701
7		100,483066	10	-1260,8064
8		100,483066	10	-1213,9303
9		100,483066	10	-1171,3156
10		100,483066	10	-1132,5751
11		100,483066	10	-1097,3564
12		100,483066	10	-1065,3394
13		100,483066	10	-1036,233
14		100,483066	10	-1009,7727
15		100,483066	10	-985,71781
16		100,483066	10	-963,84977
17		100,483066	10	-943,96973
18		100,483066	10	-925,89697
19		100,483066	10	-909,46718
20		100,483066	10	-894,53102
	VAN	-894,53 €		
	TIR	1%		

### 6.6.2.2.3 Escenario ST

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1750	-1750		-1750
1		100,483066	10	-1658,6518
2		100,483066	10	-1575,6079
3		100,483066	10	-1500,1135
4		100,483066	10	-1431,4822
5		100,483066	10	-1369,0901
6		100,483066	10	-1312,3701

7		100,483066	10	-1260,8064
8		100,483066	10	-1213,9303
9		100,483066	10	-1171,3156
10		100,483066	10	-1132,5751
11		100,483066	10	-1097,3564
12		100,483066	10	-1065,3394
13		100,483066	10	-1036,233
14		100,483066	10	-1009,7727
15		100,483066	10	-985,71781
16		100,483066	10	-963,84977
17		100,483066	10	-943,96973
18		100,483066	10	-925,89697
19		100,483066	10	-909,46718
20		100,483066	10	-894,53102
	VAN	-894,53 €		
	TIR	1%		

### 6.6.2.3 Caso Offshore - 2

#### 6.6.2.3.1 Escenario DG

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1750	-1750		-1750
1		94,9006702	10	-1663,7267
2		94,9006702	10	-1585,2964
3		94,9006702	10	-1513,9961
4		94,9006702	10	-1449,1776
5		94,9006702	10	-1390,2518
6		94,9006702	10	-1336,6828

7		94,9006702	10	-1287,9838
8		94,9006702	10	-1243,7119
9		94,9006702	10	-1203,4648
10		94,9006702	10	-1166,8765
11		94,9006702	10	-1133,6144
12		94,9006702	10	-1103,3761
13		94,9006702	10	-1075,8867
14		94,9006702	10	-1050,8964
15		94,9006702	10	-1028,178
16		94,9006702	10	-1007,5248
17		94,9006702	10	-988,74921
18		94,9006702	10	-971,6805
19		94,9006702	10	-956,16348
20		94,9006702	10	-942,0571
	VAN	-942,06 €		
	TIR	1%		

**6.6.2.3.2 Escenario GCA**

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1750	-1750		-1750
1		94,9006702	10	-1663,7267
2		94,9006702	10	-1585,2964
3		94,9006702	10	-1513,9961
4		94,9006702	10	-1449,1776
5		94,9006702	10	-1390,2518
6		94,9006702	10	-1336,6828
7		94,9006702	10	-1287,9838

8		94,9006702	10	-1243,7119
9		94,9006702	10	-1203,4648
10		94,9006702	10	-1166,8765
11		94,9006702	10	-1133,6144
12		94,9006702	10	-1103,3761
13		94,9006702	10	-1075,8867
14		94,9006702	10	-1050,8964
15		94,9006702	10	-1028,178
16		94,9006702	10	-1007,5248
17		94,9006702	10	-988,74921
18		94,9006702	10	-971,6805
19		94,9006702	10	-956,16348
20		94,9006702	10	-942,0571
	VAN	-942,06 €		
	TIR	1%		

### 6.6.2.3.3 Escenario ST

Año	Gastos Iniciales (Do)	Beneficio en cada periodo (CNFt)	Interés(%)	VAN
	-1750	-1750		-1750
1		94,9006702	10	-1663,7267
2		94,9006702	10	-1585,2964
3		94,9006702	10	-1513,9961
4		94,9006702	10	-1449,1776
5		94,9006702	10	-1390,2518
6		94,9006702	10	-1336,6828
7		94,9006702	10	-1287,9838
8		94,9006702	10	-1243,7119

9		94,9006702	10	-1203,4648
10		94,9006702	10	-1166,8765
11		94,9006702	10	-1133,6144
12		94,9006702	10	-1103,3761
13		94,9006702	10	-1075,8867
14		94,9006702	10	-1050,8964
15		94,9006702	10	-1028,178
16		94,9006702	10	-1007,5248
17		94,9006702	10	-988,74921
18		94,9006702	10	-971,6805
19		94,9006702	10	-956,16348
20		94,9006702	10	-942,0571
	VAN	-942,06 €		
	TIR	1%		