

Proyecto Fin de Grado

Ingeniería de la Energía

Evaluación tecno-económica de una interconexión HVDC entre Italia y España

Autor: Manuel Jesús Rueda García

Tutor: Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldán Fernández

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

Sevilla, 2023



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de la Energía

Evaluación económica de una interconexión HVDC entre Italia y Esp

Autor:

Manuel Jesús Rueda García

Tutores:

Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldán Fernández

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2023

Proyecto Fin de Carrera: Evaluación económica de una interconexión HVDC entre Italia y Esp

Autor: Manuel Jesús Rueda García

Tutores: Manuel Burgos Payán
Juan Manuel Roldán Fernández

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2023

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Resumen

La necesidad de mejorar la eficiencia energética en la Unión Europea, debido al cambio climático y al aumento de los precios de la energía, ha adquirido una importancia fundamental en la política europea. Este trabajo se centra en el estudio de la viabilidad económica de una interconexión entre los mercados eléctricos ibérico e italiano mediante Corriente Continua de Alta Tensión (HVDC), con el objetivo de impulsar la eficiencia energética y la competitividad en ambos países. También se busca determinar las características principales que maximicen los beneficios económicos de esta interconexión.

La metodología empleada implica investigar interconexiones existentes como punto de partida para el estudio económico. Se realizan cálculos de variables técnicas y económicas de diferentes instalaciones para identificar las opciones más interesantes desde un punto de vista económico. Además, se presenta un ejemplo de resolución basado en un caso de interconexión eléctrica para ilustrar el proceso de resolución.

Los resultados confirman que una interconexión eléctrica entre los países del sur de Europa es viable económicamente. Se identifican casos especialmente atractivos, con una potencia nominal de interconexión cercana a la potencia óptima. Estos hallazgos proporcionan una visión detallada de las oportunidades más interesantes que se pueden desarrollar.

Abstract

The need to improve energy efficiency in the European Union, due to climate change and rising energy prices, has become of paramount importance in European policy. This study focuses on the economic viability of an interconnection between the Iberian and Italian electricity markets using High Voltage Direct Current (HVDC) technology, with the aim of enhancing energy efficiency and competitiveness in both countries. Furthermore, the study aims to determine the key characteristics that maximize the economic benefits of this interconnection.

The methodology employed involves investigating existing interconnections as a starting point for the economic analysis. Technical and economic variables of different installations are calculated to identify the most economically viable options. Additionally, a resolution example based on a specific electricity interconnection case is presented to illustrate the resolution process.

The results confirm the economic feasibility of an electricity interconnection between the Southern European countries. Particularly attractive cases are identified, with a nominal interconnection capacity close to the optimal power level. These findings provide a detailed insight into the most promising opportunities that can be pursued.

Índice

Resumen	9
Abstract	10
Índice	11
ÍNDICE DE TABLAS	13
ÍNDICE DE FIGURAS	14
Índice de Ecuaciones	¡Error! Marcador no definido.
1 Introducción	15
2 El Mercado eléctrico	17
2.1 <i>Mercado Ibérico de la Electricidad</i>	17
2.2 <i>Mercado de la energía eléctrica en Italia</i>	18
2.3 <i>Comparación del precio de los mercados</i>	19
3 Tecnologías HVDC	21
3.1 <i>Características de las principales tecnologías HVDC</i>	21
3.1.1 Tipos de conexiones HVDC	22
3.1.2 Tipos de tecnologías	23
3.2 <i>Cable</i>	25
4 metodología	11
4.1 <i>Ruta submarina trazada</i>	11
4.2 <i>Procedimiento de resolución</i>	12
4.2.1 Inversión inicial	13
4.2.2 Flujos de caja y beneficios	14
4.2.3 Tasa de descuento equivalente	15
4.2.4 Cálculo de pérdidas	15
4.2.5 Análisis de sensibilidad	17
5 Parámetros técnicos y económicos	18
5.1 <i>Cálculo de los costes de inversión iniciales</i>	18
5.1.1 Coste inicial del cable	19
5.1.2 Coste inicial de las subestaciones	21
5.2 <i>Cálculo de inversión inicial</i>	23
5.3 <i>Pérdidas</i>	24
5.4 <i>Líneas elegida</i>	25
5.4.1 Beneficio horario y anual	27
6 Resultados	32
6.1 <i>Presentación de los resultados</i>	32
6.2 <i>Análisis de los resultados</i>	36
7 Análisis de sensibilidad	37
7.1 <i>Incorporación de nuevas líneas</i>	37
7.2 <i>Variación de años de vida útil</i>	40
7.3 <i>Variación de la tasa de descuento</i>	41

7.4	<i>Variación del incremento de precios de la energía</i>	42
7.5	<i>Disminución de los ingresos por el efecto en el precio del intercambio energético</i>	43
7.6	<i>Segunda incorporación de nuevas líneas</i>	45
8	conclusión	49
8.1	<i>Viabilidad económica y elección de interconexión</i>	49
8.2	<i>Discusión</i>	50
8.3	<i>Futuras líneas de estudio</i>	51
	Referencias	52
	Glosario	55

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características de las interconexiones elegidas para la selección del cable.	19
Tabla 2: Datos iniciales para el cálculo de la recta de regresión del coste en función de la sección.	20
Tabla 3: Características de las interconexiones elegidas para la selección de las subestaciones.	21
Tabla 4: Cálculos obtenidos de los costes de las subestaciones de las interconexiones VSC.	22
Tabla 5: Coste de subestaciones, cables e inversión inicial de las interconexiones.	23
Tabla 6: Característica de los cables empleados.	25
Tabla 7: Características de las líneas elegidas para estudiar.	26
Tabla 8: Caso 2-1 GW. Precio del mercado diario para cada país, fecha y hora y sentido.	27
Tabla 9: Caso 2-1 GW. Precio horario de la energía, beneficio horario y beneficio horario positivo.	28
Tabla 10: Beneficio horario y pérdidas horarias cuando se da el transporte de energía.	29
Tabla 11: Incremento de los precios de la energía anual	30
Tabla 12: Valores de las principales variables económicas de las líneas estudiadas	35
Tabla 13: Características de los nuevos casos de estudio	38
Tabla 14: Resultados de nuevas líneas incorporadas.	39
Tabla 15: Características nuevas líneas	45
Tabla 16: Resultado de las líneas nuevas	46
Tabla 17: Principales características de las interconexiones estudiadas	50

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Sesiones de mercados intradiarios [6].	18
Figura 2: Mapa conceptual de los distintos Mercados de energía eléctrica en Italia	19
Figura 3: Evolución de precio del MWh para el 15 de abril de 2021 en los mercados Iberico e Italiano	20
Figura 4: Horas en las que el precio es en un país mayor que en el otro	20
Figura 5: Sistema HVDC monopolar [14]	22
Figura 6: Sistema HVDC bipolar [14]	22
Figura 7: Configuraciones de sistemas HVDC multiterminales [14]	23
Figura 8: Sistema HVDC basado en convertidores conmutados en línea (HVDC-LCC) [13].	24
Figura 9: Sistema HVDC basado en convertidores de fuente de tensión (HVDC-VSC) [13].	24
Figura 10: cable tipo MI	25
Figura 11: cable tipo XLPE	25
Figura 12: Ruta trazada en el proyecto ASEI [23]	12
Figura 13: Coste unitario del cable por km en M€/km en función de la sección.	21
Figura 14: Coste unitario de cada subestación (M€) en función de la potencia nominal (MW).	23
Figura 15: Potencia que puede transmitir el conductor en función de la sección.	25
Figura 16: Valor Actualizado Neto de cada línea estudiada	32
Figura 17: VAN de las nuevas líneas estudiadas.	39
Figura 18: Tasa Interna de Retorno para las líneas entre 500 y 5000 MW	40
Figura 19: Variación del VAN en función de los años de vida útil para cada línea	41
Figura 20: Variación del VAN en función de la tasa de descuento	42
Figura 21: Variación del VAN en función del incremento de precios de la energía	43
Figura 22: Variación del punto de casación en función de la generación.	44
Figura 23: Variación del punto de casación en función de la demanda.	44
Ilustración 24: VAN en función de la reducción de los flujos de caja.	44
Figura 25: VAN nuevas líneas obtenidas fijando la sección	47

1 INTRODUCCIÓN

El cambio climático es una realidad cuyas consecuencias son cada vez más apreciables. Por ello, ante la necesidad llevar a cabo una estrategia de lucha contra el mismo, la Unión Europea (UE) ha definido una serie de objetivos para alcanzar mediante algunas medidas también desarrolladas. En cuanto a los objetivos, la Comisión Europea ha establecido para el 2030: 1) reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 40% respecto a 1990; 2) Aumentar la proporción de fuentes de energía renovable en el mix energético en un 27 %, aumentándose posteriormente al 32 %; 3) Aumentar la eficiencia energética un 27 %, aumentándose posteriormente al 32% [1]. Por otro lado, hay que tener en cuenta que tanto las sucesivas crisis energéticas hasta la fecha como el aumento de los precios de los combustibles fósiles ponen en peligro la seguridad de suministro además de la accesibilidad para los sectores de población más humildes.

Una de las medidas esenciales es el desarrollo de la red de transmisión de energía eléctrica y un mercado común de energía eléctrica y de gas para garantizar la transición energética de manera que no se ponga en riesgo el suministro, así como el aumento de la competitividad del parque de generación y de los mercados interiores de energía. En este contexto, las interconexiones entre los distintos sistemas de energía eléctrica europeos tienen un papel fundamental en la integración de distintos mercados energéticos.

Las interconexiones entre distintos sistemas de energía eléctrica tienen una serie de ventajas respecto a la de los sistemas aislados, la principal es el aumento de la seguridad y la continuidad de suministro. Además, estas contribuyen al aumento de la eficiencia del mercado y de la competitividad de los mercados vecinos dando lugar a nuevas fuentes de ingresos en los mercados exportadores, así como la reducción de los precios de la energía en los mercados receptores.

Con dicho objetivo, este trabajo se centrará en estudiar desde el punto de vista económico la posibilidad de establecer una interconexión entre el mercado eléctrico ibérico y el italiano mediante Corriente Continua de Alta Tensión, en inglés High Voltage Direct Current (HVDC). La elección de este tipo de tecnología se debe a que para grandes distancias, como son las que separan a la Península Ibérica e Italia, la corriente continua es mucho más eficiente que la corriente alterna. Por lo tanto, primero describiremos el funcionamiento de ambos mercados y las principales características de estos que afecta a nuestra evaluación económica, ya que esto nos facilitará la comprensión de los resultados que obtengamos. Además, veremos los componentes más importantes que deben formar parte de una interconexión HVDC, prestando especial atención a la información económica que será punto de partida de nuestro trabajo.

Una vez tengamos conocimientos suficientes sobre los mercados y de las interconexión HVDC, estaremos preparados para realizar el estudio económico del cual se pretende averiguar en qué rango de capacidad de la interconexión es rentable desarrollar dicho proyecto. Posteriormente, se analizarán dentro del rango de potencias interesantes económicamente cual de ellas es la más interesante y como afecta la fluctuación de distintas variables a la rentabilidad de dichas interconexiones estudiadas.

2 EL MERCADO ELÉCTRICO

Desde las últimas décadas del siglo pasado, hemos visto como en la Unión Europea (UE) se ha producido un proceso de liberalización y, posteriormente, de integración de los distintos mercados energéticos pertenecientes a los miembros de dicha Unión. Todo esto con el objetivo de mejorar la seguridad, la calidad del suministro de energía y la integración de las fuentes de energía renovables en los países miembros, así como la competitividad del mercado en la UE.

Uno de los últimos proyectos nacido de estos objetivos ha sido el de PCR (Price Coupling of Region), una iniciativa llevada a cabo por parte de ocho operadores de mercado de energía de distintos países de Europa para desarrollar un algoritmo común para el proceso de casación del mercado diario (EUPHEMIA). Dentro del proceso de creación de un mercado europeo de energía con un precio único, el desarrollo de interconexiones entre los distintos mercados es fundamental, ya que el intercambio de energía produce la reducción de la diferencia de precios como más tarde veremos.

Por lo tanto, la primera tarea será estudiar las características de los mercados ibérico e italiano de energía, con la intención de conocer el funcionamiento de ambos mercados y como los precios de ambos afectan al funcionamiento de la interconexión. En general, tanto un mercado como otro se caracterizan por disponer de sendos Operadores del Mercado (OMIE-Operador del Mercado Ibérico de la Energía, en el caso ibérico y, GME-Gestore dei Mercati Energetici, en el italiano) que organizan la producción de cada hora del día siguiente en base a la recepción de las ofertas de compra (consumidores) y venta de energía (generadores). El operador de mercado correspondiente es el encargado de la gestión de las ofertas, así como la liquidación de todas las operaciones correspondientes a los mercados que tienen lugar [2].

2.1 Mercado Ibérico de la Electricidad

Dentro del proyecto de integración de los sistemas eléctricos de Europa, el Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica, denominado MIBEL, es el “formado por el conjunto de los mercados organizados y no organizados en los que se realizan transacciones o contratos de energía eléctrica en los que se negocian instrumentos financieros que toman como referencia dicha energía, así como por otros que sean acordados por las Partes”, según el Convenio Internacional de Santiago de Compostela [3].

Los principales mercados organizados, también denominado al conjunto como mercado mayorista o “pool”, son el mercado diario y el mercado intradiario. El mercado mayorista se caracteriza por llevar a cabo la mayor parte de las transacciones [2], [4].

En primer lugar, se encuentra el mercado diario caracterizado por ser el que tiene mayor peso en la fijación del precio de la energía. Está compuesto por 24 mercados horarios en los cuales se llevan a cabo las transacciones de oferta y compra de energía del día siguiente [2], [4]. Por un lado, los agentes productores lanzan las ofertas con las cantidades de energía y el precio que están dispuestos a recibir. Las ofertas pueden ser simples o complejas en función de su contenido. Por otro lado, están los agentes demandantes que también lanzan sus ofertas con la cantidad de energía que pretenden obtener con el precio que están dispuestos a pagar. Una vez recibidas todas las ofertas de compra y venta, el Operador de Mercado, OMIE, se encarga de ordenar de menor a mayor precio las ofertas de venta y en orden descendente de precio las ofertas de compra [4]. De esta manera,

para cada hora del día se obtendrán dos curvas escalonadas, una de venta y otra de compra. El punto en el cual se cruzan las dos curvas nos proporcionará el precio de la energía final para dicha hora, que es conocido como el precio de casación, así como la cantidad de energía negociada. Todas las ofertas de compra y venta que quedan a la izquierda del punto de casación serán atendidas por los agentes, mientras que las ofertas que queden a la derecha del punto de casación quedarán fuera del mercado [2], [4], [5].

Una vez que el Operador del Mercado resuelve el punto de casación para las ofertas de tipo simple, el algoritmo EUPHEMIA se encarga de obtener la solución óptima teniendo en cuenta las ofertas complejas, que solo pueden ser realizadas por los productores. Estas pueden incluir todas, algunas o alguna de las restricciones siguientes:

- Condición de indivisibilidad: permite fijar en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. Este valor solo puede ser dividido por aplicación de reglas de reparto en caso de ser el precio distinto de cero.
- Gradiente de carga: establece la diferencia máxima entre la cantidad de energía producida entre una hora y la siguiente para que no se produzcan cambios bruscos en la producción.
- Condición de ingresos mínimos: permite la participación en todas las horas del mercado, exceptuando aquellas en las que no se alcanzan unos ingresos mínimos a una cantidad fija más una remuneración variable por cada MWh casado.
- Condición de parada programada: permite que una unidad de producción retirada por no cumplir la condición de ingresos mínimos realice un parada en un máximo de tres horas [4], [5].

En segundo lugar, tenemos los mercados intradiarios, los cuales son una herramienta para los agentes y operadores que permiten un ajuste mejor de las ofertas que realizan. El resultado final obtenido es similar al mercado diario y se pueden realizar ofertas hasta 4 horas antes del tiempo real. Dentro de los mercados diarios tenemos seis sesiones cuyas características podemos ver en la Figura 1 [2], [6].

	SESIÓN 1ª	SESIÓN 2ª	SESIÓN 3ª	SESIÓN 4ª	SESIÓN 5ª	SESIÓN 6ª
Apertura de Sesión	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Cierre de Sesión	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicación del programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicación PHF de los OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Figura 1: Sesiones de mercados intradiarios [6].

2.2 Mercado de la energía eléctrica en Italia

En cuanto a Italia, el principal mercado en el que se realizan las transacciones respectiva a la compra y venta de energía es el Mercato Elettrico a Pronti (MPE), el cual tiene un funcionamiento similar al Mercado Ibérico, como se muestra en la Figura 2 [7]. Los principales mercados que forman el MPE son el Mercato del Giorno Prima (MGP) y el Mercato Infragiornaliero (MI) [7], [8].

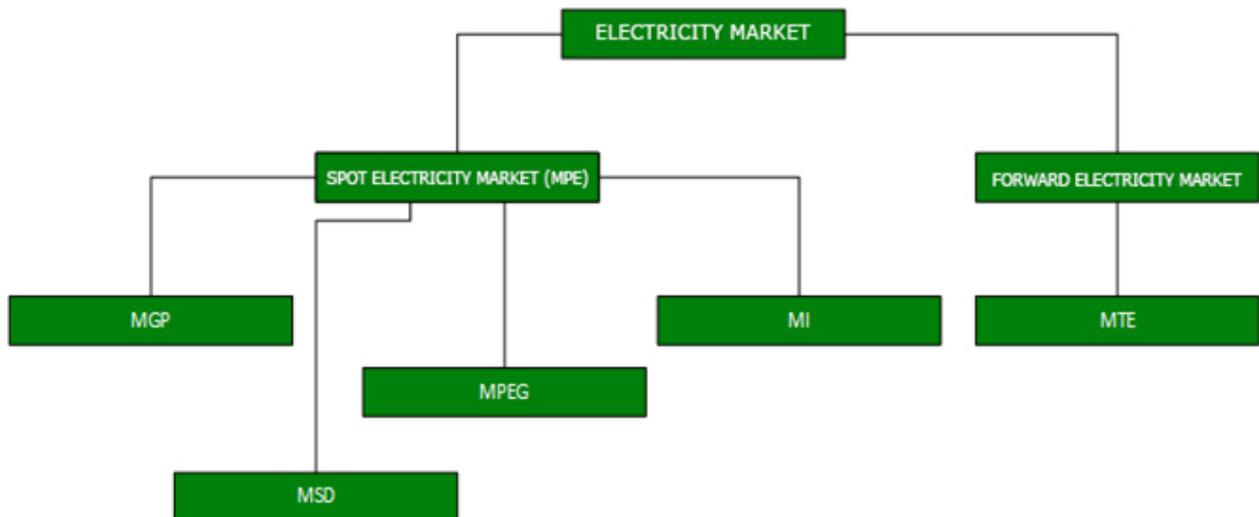


Figura 2: Mapa conceptual de los distintos Mercados de energía eléctrica en Italia

A diferencia del MIBEL que comprende dos regiones, correspondientes a los territorios (sistemas eléctricos) de España y Portugal, el MPE comprende seis regiones activas, las cuales no tienen por qué compartir un mismo precio. Por otro lado, también podemos encontrar las zonas virtuales extranjeras que son mercados extranjeros de los cuales también se pueden aceptar ofertas [7], [8].

Al igual que el mercado diario del MIBEL, el MGP es el que tiene mayor peso a la hora de fijar el precio de la energía. Así pues, en este se negocian los intercambios de bloques de energía que se darán al día siguiente. En este caso, la sesión del MGP abre a las 8.00 a.m. nueve días antes del día de la entrega y cierra a las 12.00 del mediodía el día antes de la entrega de los bloques de energía. Al igual que el resto de los mercados que participan en el PCR, se ordenan por precio todas las ofertas tanto de compra como de venta en dos curvas respectivamente, a partir del corte entre las dos curvas se obtiene el precio marginal y el volumen de energía. Estos resultados son optimizados, al incluir las condiciones complejas a partir del algoritmo EUPHEMIA como también ocurre en el MIBEL. Todo ello teniendo en cuenta la capacidad de intercambio de energía entre regiones colindantes. En cuanto a las zonas virtuales extranjeras, las ofertas recibidas de estas se realizarán al precio marginal que tenga y si las capacidades de interconexión lo permiten [7], [8].

Las ofertas de demanda casadas que corresponden al consumo de regiones italianas se valoran a partir del Prezzo Unico Nazionale (PUN), resultando de la media de precios ponderada por la cantidad de energía negociada en las distintas regiones [7], [8].

2.3 Comparación del precio de los mercados

Unos de los objetivos de este proyecto es determinar si es rentable el intercambio energético entre los dos mercados descritos en este apartado. Por lo tanto, es importante conocer el perfil del precio de casación, ya que nos permitirá justificar el estudio del intercambio energético y hacernos una idea sobre el sentido del flujo.

En primer lugar, podemos comparar cual sería el precio de la energía un día cualquiera laborable del año en los dos países en el cual las temperaturas fuesen moderadas, este podría ser el 15 de abril de 2021. Si atendemos al perfil del precio de la energía en los dos países, podemos observar que en la mayoría de las horas el precio de la energía en Italia es mayor que en España. Aunque puede haber varios factores que afecten a este hecho, uno muy importante es la diferencia en el perfil de generación en los dos mercados. En el mercado ibérico, para el mes de abril de 2021, más del 70% de la producción de energía corresponde a la suma de fuentes de energía renovables y energía nuclear, mientras que en el mercado italiano la producción de energía renovable fue de aproximadamente el 40% de la producción total. Debido a que la producción de energía renovable y de las centrales nucleares entran con ofertas muy bajas en el mercado, el precio de casación en la península ibérica resulta más bajo que en el país [9].

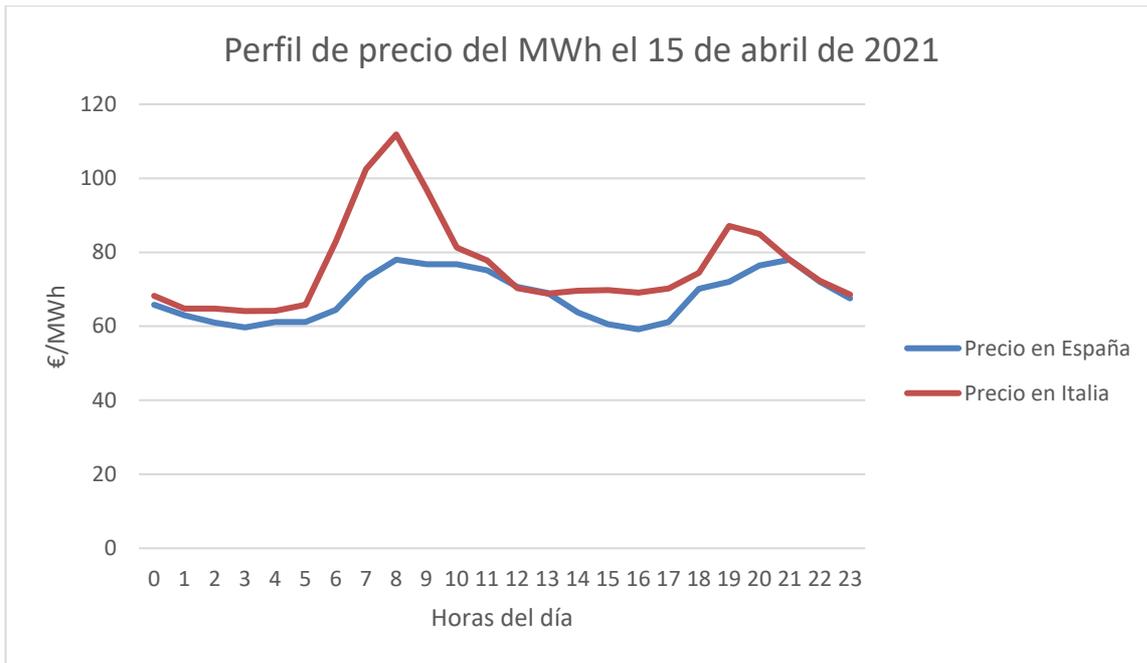


Figura 3: Evolución de precio del MWh para el 15 de abril de 2021 en los mercados Iberico e Italiano

La mayoría las horas en 2021 (64.3%) el sentido del flujo podría ir desde la península ibérica (menor precio) hacia la italiana (mayor precio), aunque el porcentaje de horas en el que el sentido del flujo podría ir desde Italia a la península ibérica no es despreciable (28.9%). Por último, podemos observar un pequeño porcentaje de horas (6.9%) en el que el precio de casación es el mismo en ambos mercados (Figura 4).

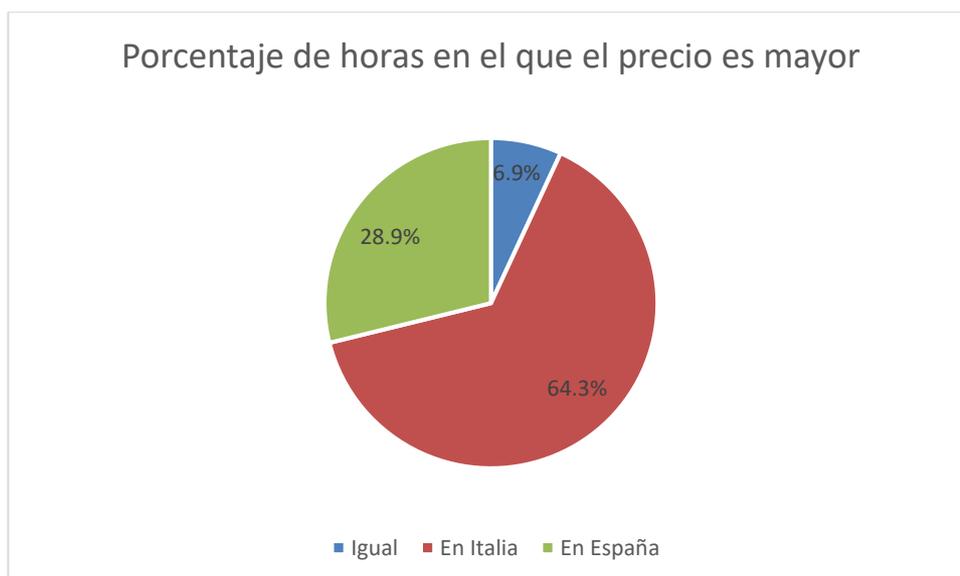


Figura 4: Horas en las que el precio es en un país mayor que en el otro

3 TECNOLOGÍAS HVDC

Aunque el transporte de energía tradicionalmente se ha realizado a partir de AC (corriente alterna), desde la década de 1930 se comenzó a desarrollar los sistemas de transmisión HVDC (High Voltage Direct Current) [10]. Estos permiten tomar energía de una línea trifásica de alta tensión para convertirla en corriente continua en una estación convertidora, se transmite hasta un punto de recepción en el cual se vuelve a convertir a corriente alterna y, por último, se inyecta en otra línea trifásica de transporte de energía [11].

Hoy en día, los sistemas de transporte de energía HVDC cuentan con una tecnología madura, siendo muy importantes en las interconexiones de distintos sistemas a larga distancia y en la generación de energía renovable offshore. El desarrollo necesario para alcanzar la maduración actual de la tecnología HVDC se debe a la necesidad de mejorar los principales aspectos que deben caracterizar un sistema de transporte de energía y que la mayoría de los países comparten. Estos aspectos son la seguridad de suministro, el moderado coste de la energía y la sostenibilidad de la producción, el transporte y el consumo de energía. De manera que la energía es entendida como una necesidad primaria a la cual todo el mundo debería ser capaz de acceder, tal que se pueda mantener a largo plazo sin poner en riesgo el suministro futuro o el medioambiente. [10].

Por lo tanto, son estas características de los sistemas energéticos las que en los últimos años han propiciado un aumento en el desarrollo y la investigación de los sistemas de transporte de energía como una de las soluciones para el aumento de las fuentes de generación de energía renovables, las mayores distancias entre los puntos de generación y consumo, así como el incremento de la demanda y los flujos de energía [10].

3.1 Características de las principales tecnologías HVDC

Las tecnologías HVDC presentan una serie de características y ventajas respecto a otras formas de transmitir energía que las hacen interesantes en ciertas aplicaciones como la transmisión de energía a grandes distancias, el transporte por cable subterráneo o submarino, la interconexión entre sistemas asíncronos, el transporte de energía desde puntos de generación offshore, entre otros casos. Nuestro proyecto destaca por el transporte de energía entre dos puntos alejados (unos 1000 km) mediante el uso de un cable submarino, por ello se ha elegido este tipo de tecnología [12].

Los sistemas de transporte de energía HVDC tienen ciertas diferencias con los sistemas HVAC (High Voltage Alternating Current). En primer lugar, en el caso los sistemas HVAC necesitan al menos tres cables para la realización de la transmisión de energía, mientras que los HVDC necesitan solo dos cables o incluso solo uno en el caso de conexión monopolar con retorno por tierra [13]. En segundo lugar, para realizar interconexiones entre distintos sistemas eléctricos mediante HVAC, es necesario que estén sincronizados. Además, en alterna hay que tener en cuenta los efectos de la energía reactiva debidos a la inductancia y capacidad del cable, que se manifestarán en forma de mayores pérdidas y caídas/subidas de tensión. Por ello, la tecnología HVDC puede ser aplicada para casos de interconexiones entre sistemas asíncronos. Asimismo, en los casos de interconexiones submarinas, el cableado de sistemas HVDC es más rápido y relativamente más barato. En general, para largas distancias, el uso de tecnología HVDC tiene menores costes que el uso de tecnologías HVAC [10], [14].

Por otro lado, los sistemas HVDC están compuestos por distintos elementos. Principalmente podemos distinguir los cables que transmiten la energía y las estaciones de conversión, donde la corriente alterna se transforma en corriente continua y viceversa. Sin embargo, dependiendo del tipo de conexión que tengamos entre las estaciones

de transformación podremos encontrar otros elementos.

3.1.1 Tipos de conexiones HVDC

Para los distintos sistemas HVDC podemos encontrar distintos tipos de configuraciones y modos de operación. Por un lado, tenemos los sistemas monopolares, como vemos en la Figura 5, en los que solo son necesarios dos convertidores. Además, para los casos en los que se realiza el retorno a través de tierra, solo es necesario un único conductor. Sin embargo, en todos los lugares no es posible la implantación el retorno por tierra, por lo que se realiza el retorno por un conductor neutro. También podemos encontrar los sistemas back-to-back que tiene la ventaja de que se reduce la corriente a través de los conductores y que consiste en la interconexión de dos sistemas asíncronos mediante una instalación que cuenta con los dos convertidores en la misma instalación. Los sistemas back-to-back dependen en cierto modo de la capacidad de los sistemas AC a ambos lados de una conexión [12], [15].

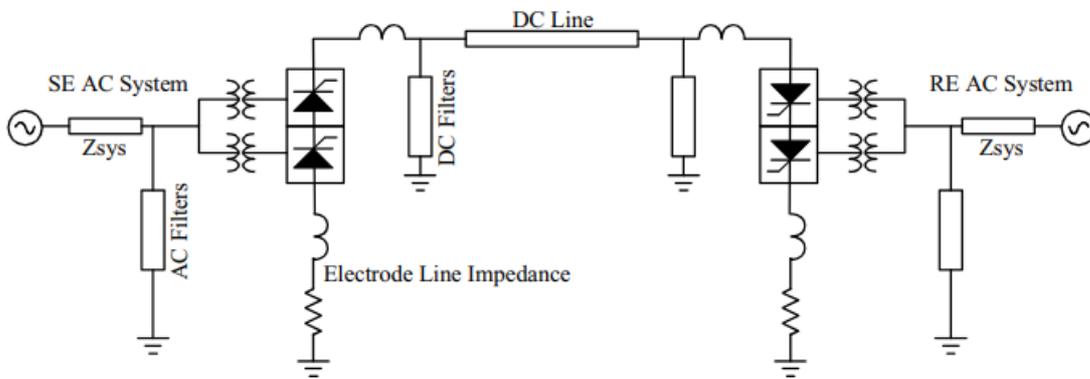


Figura 5: Sistema HVDC monopolar [13]

Por otro lado, están los sistemas bipolares, Figura 6, en los que se usan dos polos con polaridad opuesta [16]. En este caso, el sistema cuenta con dos circuitos independientes con la mitad la capacidad cada uno. Los sistemas bipolares tienen más capacidad de transmisión de potencia que los sistemas monopolares. En el caso de que un polo dejara de funcionar, el otro podría seguir operando gracias al retorno por tierra. Sin embargo, no todo son ventajas, pues estos sistemas tienen mayores efectos medioambientales y los costes son mayores que en el caso monopolar [12], [13], [15].

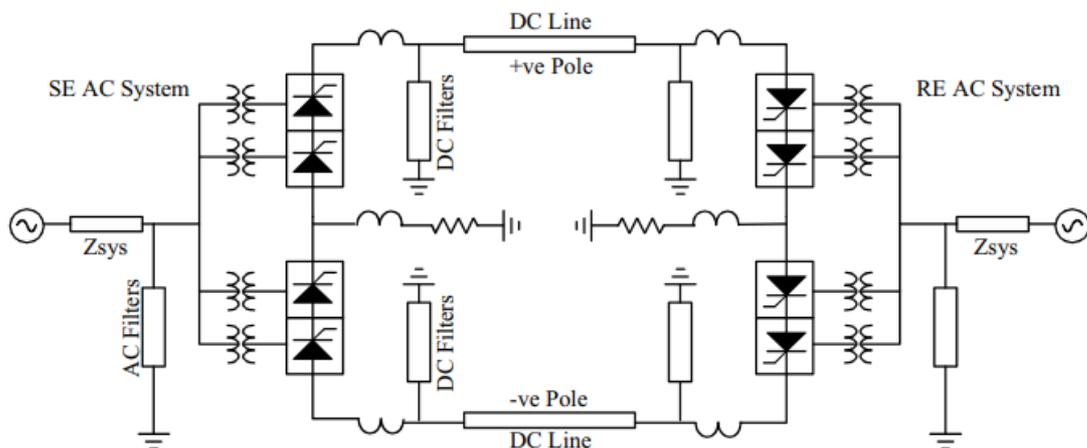


Figura 6: Sistema HVDC bipolar [13]

Por último, está la conexión multiterminal, como se aprecia en la Figura 7, en la que hay más de dos convertidores en una red de corriente continua. La conexión multiterminal permite la conexión de distintos sistemas de energía, además de la integración de la producción de energía renovable offshore. Este sistema al tener distintos convertidores, algunos pueden actuar como inversores mientras otros actúan como rectificadores [17], [18]. Las ventajas que ofrece este sistema son una mayor flexibilidad de operación y una reducción de la longitud de cable utilizada total respecto al caso de una interconexión punto a punto [17].

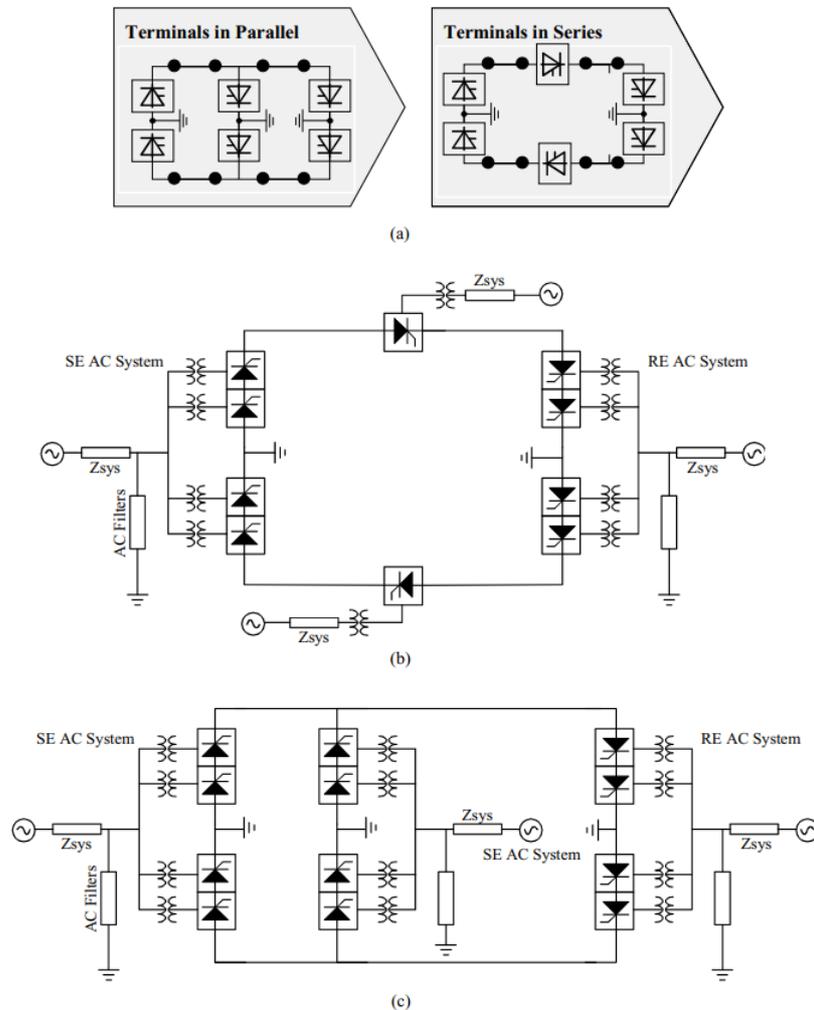


Figura 7: Configuraciones de sistemas HVDC multiterminales [13]

3.1.2 Tipos de tecnologías

La principal clasificación que se realiza de las tecnologías HVDC se basa en el tipo de convertidores de potencia que se utilizan. Existen dos tecnologías principalmente que se utilizan hoy en día en líneas e interconexiones HVDC. En primer lugar, la tecnología convencional y más desarrollada es de convertidores de fuentes de corriente (current source converters, CSC), aunque también son llamados convertidores comutados en línea (lined-commutated converter, LCC). Por otro lado, en la década de los 90 se desarrolló la tecnología de convertidores de fuentes de tensión (self-commutated voltage source converters, VSC).

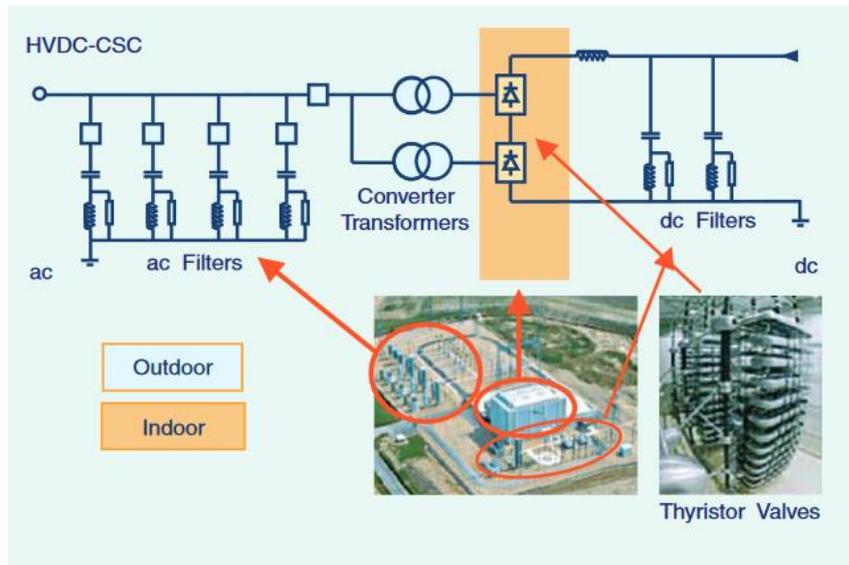


Figura 8: Sistema HVDC basado en convertidores conmutados en línea (HVDC-LCC) [12].

La primera en desarrollarse se basa en el uso de convertidores de potencia a partir de tiristores. Estos son componentes electrónicos utilizados en la electrónica de potencia que hacen de interruptores. De esta manera convierte la corriente alterna en corriente continua a partir de una operación de 12 pulsos realizada por dichos tiristores. En la Figura 8, podemos apreciar un sistema HVDC-LCC compuesto de filtros AC, transformadores, tiristores y filtros DC. La buena fiabilidad y el mínimo mantenimiento que requiere la hacen una tecnología muy adecuada para la transmisión de grandes cantidades de energía a larga distancia [12], [14], [19].

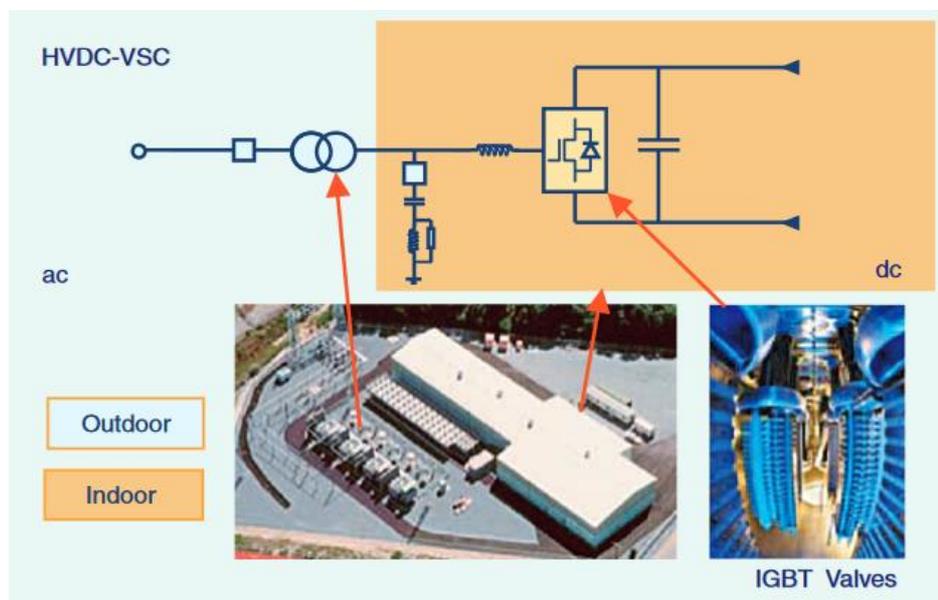


Figura 9: Sistema HVDC basado en convertidores de fuente de tensión (HVDC-VSC) [12].

Por otro lado, tenemos las tecnologías VSC desarrolladas a lo largo de la década de los 90 por la empresa ABB y es conocida comercialmente como HVDC light. Esta tecnología se basa en el uso de IGBT, transistor bipolar de puerta aislada, como se puede apreciar en la Figura 9. Es una tecnología más flexible que tiene la capacidad de controlar tanto la potencia activa como la potencia reactiva. Esto le da especial interés para el transporte de energía eléctrica en zonas urbanas [12], [19].

3.2 Cable

La otra parte importante que debemos tener en cuenta en la descripción de las tecnologías HVDC son los tipos de cables que se utilizan. Aunque hay muchos tipos de cables en el transporte HVDC, los dos tipos principalmente utilizados son el Mass impregnated cable (MI) y el Extruded cable (XLPE). Los cables HVDC para interconexiones submarinas deben tener ciertas características como la práctica ausencia de fallos, buena resistencia a la abrasión y resistencia mecánica, que tengan el menor impacto ambiental posible, además de la minimización de entrada de agua en el caso de daños en el mismo [16], [20], [21].

A lo largo del siglo XX el tipo de cable más usado es el MI, utilizándose este tipo de cable para la primera interconexión submarina HVDC, realizada entre Suecia y la isla de Gotland [21]. Los cables MI se caracterizan por tener capas de papel Kraft entre las que se coloca el aislante y están disponibles comercialmente para interconexiones subterráneas o submarinas de hasta 600 kV, aunque normalmente se utilicen para interconexiones de hasta 500 kV [20], [21].

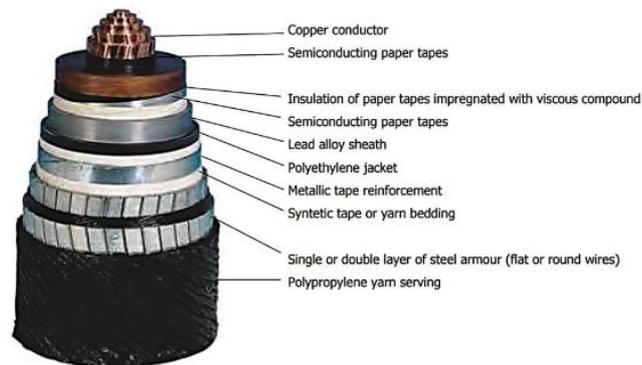


Figura 10: cable tipo MI

Por otro lado, están los cables XLPE, que a diferencia de los cables MI, tienen un aislante principal que es el polímero extruido, estas diferencias se pueden observar en las Figuras 10 y 11. En las últimas décadas, hemos visto un desarrollo considerable de los cables XLPE debido a que presentan una serie de considerables ventajas respecto a los cable tipo MI entre ellas, la capacidad de operar a mayor temperatura, permitiendo transportar mayor cantidad de energía. Los cables XLPE son mecánicamente más robustos y de menor grosor que los MI. Por otro lado, la instalación es más sencilla además de ser los cables XLPE mucho más respetuosos con el medioambiente [20], [21].

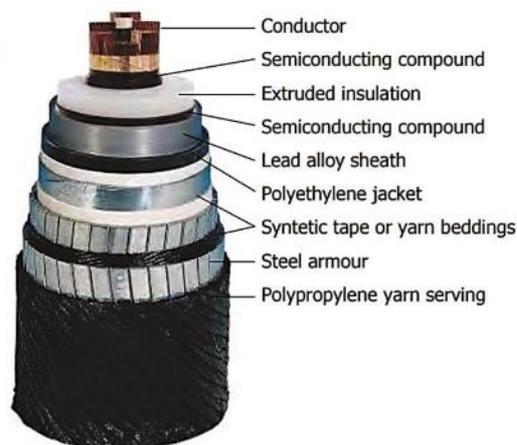


Figura 11: cable tipo XLPE

4 METODOLOGÍA

En este capítulo vamos a describir los pasos llevados a cabo para la realización del trabajo, en el cual hemos tomado ciertas hipótesis para la simplificación de los cálculos y la disminución del tiempo de procesamiento de los datos. El objetivo en este apartado es describir la metodología así como, de manera general, los cálculos realizados para amplio rango de casos con distintas potencias, secciones y/o líneas en paralelo para poder descartar posteriormente los rangos de potencia que son desfavorables.

El primer paso es buscar la bibliografía que posteriormente se utilizará para realizar el marco teórico, así como la determinación de los datos económicos y técnicos sobre interconexiones existentes en Europa que tomaremos como punto de partida, a partir de los que se realizarán los cálculos siguientes.

4.1 Ruta submarina trazada

En un proyecto de interconexión entre dos mercados, en nuestro caso de países diferentes, es muy importante la ruta que se traza pues la geografía en muchos casos determina si el proyecto es viable o no. En nuestro proyecto, para la elección de la ruta submarina tendremos en cuenta el proyecto ASEI (Abengoa Southern Europe Interconnection) que requiere una inversión de 2600 M€ [22]. En este se traza la ruta que conectaría la Península Ibérica con el norte de Italia.

En la evaluación económica de una interconexión entre España e Italia no tendríamos en cuenta ninguna conexión con Francia, ya que entonces sería una interconexión multiterminal como en el caso del proyecto ASEI, mientras que la nuestra será una interconexión bipolar [22].

Por ello, si dibujamos tramo por tramo la ruta que podemos ver en la Figura 12, obtendremos que la longitud de los cables debe ser de 1100 km. Además, si se atiende al perfil topográfico se podrá ver como el punto más profundo en el que estará el cable es de 2000 m, esta es la profundidad máxima para la cual se puede instalar un cable submarino HVDC con la tecnología actual y cuya instalación sería realizada a través de un barco especializado en esta tarea para cual hay apenas dos en el mundo [22].

Además de los datos que nos pueda ofrecer el proyecto de ASEI, como la longitud de la interconexión o la profundidad del cable, también podemos obtener los resultados para hacer una comparación con los resultados que obtengamos en nuestro proyecto.



Figura 12: Ruta trazada en el proyecto ASEI [22]

4.2 Procedimiento de resolución

Es preciso dimensionar la línea para que el transporte sea lo más eficiente posible. Esto último debe reflejarse en la rentabilidad económica de la interconexión. Por lo tanto, los parámetros en los que principalmente nos fijaremos serán aquellos económicos a la hora de tomar decisiones en cuanto a las características de nuestra interconexión.

A la hora de dimensionar una instalación eléctrica, lo primero es conocer los parámetros con los que partimos, los cuales deben ser elegidos con fundamento. Una de las características de la interconexión es la longitud que según nuestra ruta seleccionada es de 1100 km. Por otro lado, la mejor opción a desarrollar es una interconexión bipolar con retorno a través de tierra, pues se tiene el doble de capacidad de transmisión que, en el caso de una interconexión unipolar, además de contar con la ventaja de que cada polo trabaja de manera independiente. De esta forma si hay una avería en uno de los polos aún se cuenta con la mitad de la capacidad de transporte.

En cuanto a la tecnología de las subestaciones, se ha elegido la VSC ya que ofrece una serie de ventajas respecto a la tecnología CSC entre las que están el control de la potencia activa y la reactiva de manera independiente sin necesidad de equipos de compensación y el menor riesgo de fallo de conmutación en los convertidores con una respuesta más rápida debido a la mayor frecuencia de conmutación, reduciendo la necesidad y el tamaño de los filtros [18]. Por último, la tensión de la línea serán 500 kV, una de las tensiones más altas con las que se trabaja en la tecnología HVDC VSC y la cual permite el intercambio de grandes cantidades de energía.

En contraposición a los parámetros de partida, que son relativamente fáciles de conocer, están las variables que debemos dimensionar y que no conocemos. Estas las podemos dividir en dos tipos: las variables técnicas y las variables económicas. Entre las variables técnicas que podemos identificar están la potencia, la intensidad de corriente, las pérdidas de energía que se producen en el transporte, la unidad de transferencia, así como el sentido del flujo. Por otro lado, para evaluar la rentabilidad de una línea utilizaremos variables económicas, ya que serán estas las que determinen qué línea elegiremos para nuestro proyecto como la más adecuada. Por lo que analizaremos cuál es la inversión inicial que debemos acometer, los beneficios que genera y, a partir de estos, los flujos de caja anuales. Todo ello para calcular el Valor Actualizado Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Por un lado, el VAN es una forma de evaluar la rentabilidad de un proyecto, es el resultado de la diferencia entre los flujos de caja generados por el proyecto y la inversión inicial realizada. Por otro lado, la TIR es otra manera de analizar un proyecto o inversión definiéndose como la tasa de interés a la que el VAN se vuelve igual a cero,

es decir, es el valor de la tasa de interés para el cual se igualan la suma de los flujos de caja anuales actualizados y el valor de la inversión inicial.

Una vez tenemos claro que nuestro objetivo es transportar energía de la manera más rentable económicamente posible, debemos determinar cuánto queremos transportar. Para ello, vamos a analizar distintas instalaciones en función de la potencia que pueden transmitir, estando el rango de potencias que estudiaremos entre 500 MW y 5 GW. Así esperamos obtener amplios resultados en cuanto a rentabilidad de las líneas.

El siguiente paso es determinar las características de las subestaciones y de los cables que vamos a usar en cada una de las instalaciones que evaluaremos. Las principales características que obtendremos de ellas son el coste inicial en función de la potencia, en el caso de las subestaciones, y en función de la sección en el caso del cable. Por otro lado, también necesitamos las especificaciones técnicas, algo más difícil de determinar. Para el caso de las subestaciones solo necesitamos las pérdidas de energía que en estas se producen. En cambio, de los cables es necesario conocer al menos la potencia nominal, la tensión nominal y las pérdidas de energía que en ellos se producen.

Así pues, ya estamos preparados para pasar a calcular tanto el VAN como la TIR de cada una de las líneas que estudiemos. Las expresiones que utilizaremos para calcularlas son respectivamente:

$$VAN = -C_0 + \sum_{n=0}^N \frac{CF_n}{(1+d_{eq})^n} \quad (1)$$

$$0 = -C_0 + \sum_{n=0}^N \frac{CF_n}{(1+TIR)^n} \quad (2)$$

Analizando cada uno de los términos de (1) y (2), los principales términos que determinaremos son el coste inicial, C_0 , y los flujos de caja anuales CF_n , correspondientes al año n . Por otro lado, la tasa de descuento equivalente no es una variable que no depende especialmente del proyecto, sino de factores macroeconómicos externos.

4.2.1 Inversión inicial

El procedimiento habitual que nos encontramos cuando se realiza el diseño de una instalación eléctrica es, en primer lugar, conocer o elegir los parámetros iniciales, así como características que queremos que tenga nuestra instalación. Posteriormente, se dimensiona la instalación en función de una serie de criterios técnicos y económicos. Para el cálculo de los costes de la instalación, los catálogos son una de las herramientas de las que se hace más uso, ya que la mayoría de aparataje que podemos encontrar en el mercado se encuentra estandarizada. Sin embargo, las interconexiones eléctricas HVDC son proyectos de gran envergadura que requieren de una tecnología muy específica para la cual hay pocos fabricantes. De esta forma, los pocos que hay dimensionan las líneas HVDC en función de las características y necesidades del proyecto.

En esta situación, la decisión tomada para la resolución del problema es buscar los costes de las distintas interconexiones HVDC que ya existan y tengan características similares a nuestra instalación, como una distancia de interconexión elevada y alta capacidad de transporte, dividiéndose el coste inicial de la instalación, C_0 , como la suma del coste inicial de los cables, $C_{0,CB}$, y el coste inicial de las subestaciones, $C_{0,SB}$.

$$C_0 = C_{0,CB} + C_{0,SB} \quad (3)$$

Para obtener el coste inicial de cada parte de la instalación y para cada potencia de transporte analizada, se realizan rectas de regresión respectivamente para los costes de las subestaciones, que dependen de la potencia de la interconexión, y para los costes de los cables, que dependen de la sección que tengan estos.

Por lo tanto, necesitamos conocer la potencia de la interconexión y de esta forma tendremos el coste de las

subestaciones. En el caso de los cables HVDC, además necesitamos encontrar algún catálogo con características técnicas de cables como *The new 525 kV extruded HVDC cable system* [23], el cual utilizaremos para determinar la potencia nominal en función de las secciones.

Así pues, la potencia de la interconexión, la potencia nominal y la sección de los cables serán los parámetros que debemos determinar para conocer cuál es el coste inicial de nuestra inversión.

4.2.2 Flujos de caja y beneficios

Dos de los parámetros más importantes para tener en cuenta en el análisis de inversiones son el VAN y la TIR, además de la otra parte que necesitamos para calcularlos, son los beneficios obtenidos del proyecto que se está estudiando y los flujos de caja anuales que resultarían de los mismos. Los flujos de caja, CF_n , para un año n se definen como la diferencia entre los ingresos y las pérdidas económicas anuales que se den en el transporte de energía eléctrica a través de la interconexión:

$$CF_n = \sum_{h=1}^H B_h \quad (4)$$

Siendo el B_h el beneficio obtenido de la diferencia entre ingresos y pérdidas económicas para cada hora, h . El número de horas totales que tiene un año será $H = 8760$ horas. El beneficio obtenido del intercambio de energía se obtiene, como veremos a continuación, de la diferencia entre la cantidad monetaria que se obtiene por la venta de la energía en el mercado receptor y la que se paga por la compra de la energía en el mercado emisor.

En cuanto al precio de la energía, en el Capítulo 2 hemos visto que este se determina en los mercados europeos para cada hora del día. Por ello, hemos obtenido el precio de la energía para cada hora durante el año 2021 tanto de uno como de otro mercado. El siguiente paso es determinar el sentido del flujo de energía comparando cuál es el precio mayor y cuál es menor para cada hora durante el año seleccionado. De esta manera, determinamos para cada hora cuál es el mercado receptor y el emisor, así como las horas del año en el que el precio es el mismo en ambos mercados y, como consecuencia, no hay transporte de energía de un mercado a otro.

4.2.2.1 Energía transportada

Una vez estamos en posesión de los datos de los precios de casación de los dos mercados, en nuestro caso para el año 2021, debemos definir el sentido del flujo para cada hora de manera que la transmisión de energía eléctrica se realizará desde el mercado con el precio más bajo hasta el mercado con el precio más alto, considerando que las cantidades de energía transferidas son lo suficientemente pequeñas como para que no afecte al precio final de cada uno de forma significativa. Así pues podremos definir cuál será el mercado emisor y el receptor para cada hora del año.

El siguiente paso consiste en conocer las cantidades de energía que se compran y se venden en el mercado emisor (precio más bajo) y en el receptor (precio más alto) respectivamente. En primer lugar, haremos la hipótesis de que la cantidad de energía transmitida por cada hora es la máxima para la que está diseñada la instalación de interconexión, es decir que si la interconexión tiene una potencia nominal de 1 GW, la cantidad de energía transmitida durante una hora en la que esté en funcionamiento la interconexión será de 1 GWh. Por lo tanto, utilizaremos la potencia nominal del cable para calcular el beneficio obtenido para cada hora de funcionamiento. Esta suposición no se aleja demasiado de la realidad teniendo en cuenta que la cantidad de energía horaria que se negocia en ambos mercados está entre 20 GWh y 50 GWh aproximadamente. Para los casos de estudios con mayores potencias mantendremos esta suposición en principio, aunque realmente el intercambio de grandes cantidades de energía reduciría la diferencia de precios de la energía entre los mercados y, como consecuencia, los beneficios de la instalación. Debido a que estamos en una evaluación económica, analizaremos varias interconexiones con las distintas capacidades de transmisión posible para así saber cuál es la óptima económicamente.

Sin embargo, para poder evaluar correctamente el beneficio, B_h , de la hora h , correspondiente a cada potencia

de interconexión debemos tener en cuenta la cantidad de energía que se transfiere a la hora h , la cual depende de la potencia nominal de la interconexión, P_N , los precios horarios de los mercados emisor, p_{Eh} , y receptor, p_{Rh} , así como las pérdidas, P_{ph} , que se producen en la transmisión de energía eléctrica durante la hora h . Estas se deben principalmente a las pérdidas del cable y a las pérdidas de las subestaciones (convertidores + transformadores), que desglosaremos posteriormente. Para cada hora, los ingresos procedentes de la interconexión se definen con la ecuación (5).

$$B_h(P_N) = P_{Rh} \cdot (P_N - P_{ph}) - P_{Eh} \cdot P_N \quad (5)$$

En esta situación, se producen varios casos cuando se calcula el beneficio horario

- Beneficio horario nulo, $B_h(P_N) = 0$. Se produce cuando el precio horario es el mismo en ambos mercados, por lo que no se produce transporte de energía.
- Beneficio horario negativo, $B_h(P_N) < 0$. Se da cuando la diferencia de precios entre el mercado emisor y receptor es pequeña, $P_{Rh} \cdot (P_N - P_{ph}) < P_{Eh} \cdot P_N$, esto da lugar a que el transporte de energía no sea interesante realizarlo para esa hora. Por lo tanto, el beneficio resultante será de nuevo igual a cero $B_h(P_N) = 0$, ya que no se produciría el intercambio de energía.
- Beneficio horario positivo, $B_h(P_N) > 0$. Esta sería la ocasión propicia para el intercambio de energía y se produce cuando el precio total de la energía que llega al mercado receptor, en el que se descuentan las pérdidas de energía del proceso de la energía intercambiada, es mayor que el precio total de la energía que se compra en el mercado emisor.

Por lo tanto, para calcular los flujos de caja anuales solo tendremos en cuenta las horas en las que los ingresos debido al intercambio, calculado con (5), son positivos. De forma que para las horas en las que los ingresos son nulos o negativos, el intercambio de energía no se realizará. Esto puede ocurrir cuando el precio de casación en ambos mercados es el mismo o cuando la diferencia entre los dos términos de la expresión es negativa, debido a las pérdidas en la línea de interconexión.

4.2.3 Tasa de descuento equivalente

Por último, otra variable económica por evaluar que podemos encontrar en las expresiones del VAN es la tasa de descuento equivalente, d_{eq} , cuya función es actualizar el valor del dinero, ya que como sabemos, este pierde valor con el paso de los años. Por lo tanto, tasa de descuento, d , es el parámetro que se utiliza para determinar cuánto valor pierde el dinero obtenido de una inversión (interés ofrecido por un banco).

Además, debemos tener en cuenta que el precio de la energía aumenta con el paso del tiempo, consecuencia del agotamiento de los recursos energéticos, de las políticas exteriores e interiores de los distintos países del mundo, entre otros factores. Este incremento anual del precio de la energía se evalúa a través de Δc_e . Por lo que la expresión (6) determina la tasa de descuento equivalente, d_{eq} .

$$d_{eq} = \frac{(d - \Delta c_e)}{(1 + \Delta c_e)} \quad (6)$$

4.2.4 Cálculo de pérdidas

En el apartado anterior hemos explicado como calcular la cantidad de energía que se transporta desde el mercado en el cual se compra (emisor/generador) hacia el mercado en el que se vende (receptor/consumido). Esta la podemos calcular simplemente como el producto de la potencia de la interconexión y del tiempo (horas) en el que se ha realizado el intercambio energético. Sin embargo, en el mercado receptor no se vende el total de la energía que se adquiere, ya que existen pérdidas en las instalaciones de interconexión que provienen de varias

causas. Por lo que es necesario determinar la fuente y el valor de dichas pérdidas de forma que, posteriormente, podamos calcular el beneficio.

Si analizamos el proceso de transporte de energía, vemos como la corriente tiene que atravesar distintos dispositivos entre ellos las subestaciones (convertidores + transformadores), en cuyos componentes se producen unas pérdidas de energía determinadas así como los cables que también produce ciertas pérdidas por el transporte de la energía que se transforman en calor.

Las pérdidas que se producen en la instalación en la hora h , P_{ph} , vienen definidas como la suma de las pérdidas que se producen en las subestaciones (convertidores + transformadores), $P_{SB,h}$ y las pérdidas que se producen en el cable por la resistencia que opone el mismo al paso de la corriente, $P_{CB,h}$, como se puede ver en (7).

$$P_{ph} = P_{SB,h} + P_{CB,h} \quad (7)$$

En cuanto a las subestaciones, las pérdidas que se corresponden a estas suponen el 1% de la potencia de interconexión por cada una de ellas según el artículo mencionado de Mike Barnes y Antony Beddard [24]. Si por cada línea que tengamos hay dos subestaciones, una en cada extremo de la interconexión, tendremos que las pérdidas totales debido a las subestaciones son del 2 % de la potencia nominal de transporte, P_N , quedando la expresión (8).

$$P_{SBh} = 0.02 \cdot P_N \quad (8)$$

Por otro lado, a partir del estudio de una interconexión entre Singapur y Australia, proyecto con ciertas semejanzas al nuestro, cuya conexión bipolar de $\pm 525 \text{ kV}$, 2.4 GW de capacidad total y 1000 km de longitud, tiene unas pérdidas en el cable por efecto Joule del 3 %. Si suponemos una relación proporcional entre las pérdidas y la longitud, para nuestro caso en el que la longitud es de 1100 km , las pérdidas en el cable que se producen en las condiciones nominales que el fabricante nos ofrece, L_{CB} , son en total un 3.2 % de la potencia nominal del cable, $P_{N,CB}$ [25]. La resistencia del cable, R_{CB} , sería calculada en un proceso inverso al usado para calcular normalmente las pérdidas Joule:

$$L_{CB} = P_{joule} = 0.032 \cdot P_{N,CB} \quad (9)$$

$$L_{CB} = P_{joule} = R_{CB} \cdot |I_{N,CB}|^2 \quad (10)$$

Siendo R_{CB} es la resistencia del cable, en Ω , esta se puede calcular a partir de la intensidad en condiciones nominales del cable, $I_{N,CB}$. Con ello, ya podemos calcular las pérdidas del cable, P_{CBh} , para cada una de las interconexiones en función de la intensidad nominal de la interconexión, I_N , obtenida con la potencia nominal de la interconexión, P_N , y la tensión nominal de la interconexión, V_N , que es la misma con la que se calcula la intensidad nominal del cable en cada una de las interconexiones estudiadas.

$$P_{CBh} = R_{CB} \cdot |I_N|^2 \quad (11)$$

Por último respecto a las pérdidas, también calcularemos las pérdidas anuales, $P_{p,n}$ que serán el resultado de sumar las pérdidas horarias, P_{ph} , para cada hora en la que se ha producido transporte de energía eléctrica a través de la interconexión. Para el cálculo de las pérdidas anuales, utilizaremos la (12).

$$P_{p,n} = \sum_{h=1}^H P_{p,h}(B_h > 0) \quad (12)$$

4.2.5 Análisis de sensibilidad

La última parte del trabajo consiste en analizar un amplio rango líneas con distintas secciones dentro de las potencias que ya sabemos que son económicamente rentables. De esta manera, comprobaremos como varía el valor de las distintas líneas en función de las secciones.

Por otro lado, estudiaremos las alteraciones que se producen en el VAN cuando varía algunos de los parámetros de los cuales depende. Estos parámetros que haremos variar son los años de vida útil, la tasa de descuento que mide la pérdida del valor del dinero que se produce con el tiempo y el incremento de los precios de la energía.

5 PARÁMETROS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

A lo largo de este capítulo, se presentarán los cálculos realizados siguiendo la metodología mostrada en el capítulo anterior, a fin de determinar los principales parámetros técnicos y económicos de las instalaciones de enlace estudiadas. Se describirán las herramientas utilizadas y se mostrarán los resultados correspondientes al caso que veremos.

A continuación, se presentará los primeros cálculos realizados, entre ellos los que determinan las inversiones iniciales para el rango de interconexiones estudiadas. Los datos iniciales con los que partiremos se han obtenido de interconexiones HVDC existentes, los cuales no se pueden obtener mediante catálogos de cables y subestaciones HVDC que contengan precios, ya que las tecnologías HVDC son muy específicas y desarrolladas por pocas empresas. Esta tarea puede llegar a complicarse en función de la antigüedad de las interconexiones y la información que las distintas compañías decidan facilitar.

Por otro lado, son necesarios los datos de los precios de casación del mercado a partir de los cuales obtener los ingresos procedentes del intercambio de energía entre los mercados ibérico e italiano. Esta información puede obtenerse gracias a los repositorios de datos públicos de los operadores de ambos mercados.

El objetivo en los cálculos es determinar en que rango de potencia es económicamente viable la realización de una interconexión, teniendo en cuenta que todas se van a evaluar con la misma longitud, la misma tensión y el mismo número de polos. Como conclusión obtendremos una serie de potencias, con las que trabajaremos en el siguiente capítulo, afinando aún más las variables.

5.1 Cálculo de los costes de inversión iniciales

Desde que comenzó el desarrollo de las tecnologías HVDC hemos podido ver como la literatura científica con respecto a estas se ha desarrollado ampliamente, aunque no son muchas las empresas que se dedican a ejecutar proyectos de líneas e interconexiones HVDC. Sin embargo, al depender las características de dichas interconexiones fuertemente de las necesidades y requisitos de los mercados interconectados, cada línea tiene sus propias características.

Por lo tanto, primero se distinguen dos partes principalmente en una interconexión: los cables y las subestaciones, de manera que se han obtenido los datos técnicos y económicos por separado de cada uno. En cuanto a las interconexiones elegidas para evaluar los costes iniciales de nuestro proyecto, no todas son válidas. Las líneas de transmisión de potencia elegidas deben tener una serie de características específicas. Una de las características es que la tensión nominal debe estar entre 500 kV y 600 kV, ya que la transmisión de potencia a dichas tensiones llega a ser interesante a partir de los 800 km [14]. Por otro lado, elegiremos una configuración bipolar, la cual permite transmitir el doble de potencia para la misma tensión respecto a la configuración monopolar. La mayoría de las interconexiones con gran capacidad de transporte de energía eléctrica utilizan una configuración bipolar, como podemos ver en la Tabla 1 [26]–[29]. Además, en el caso de avería en alguno de los cables permite seguir transportando energía a través del otro sin que se interrumpa la interconexión por completo.

Las características y los datos económicos de las distintas interconexiones submarinas se mostrarán, por

separado, en los siguientes subapartados. En primer lugar, las interconexiones de las cuales se han obtenido los datos de los cables y, en segundo lugar, las interconexiones de las que se han obtenido los datos de las subestaciones.

5.1.1 Coste inicial del cable

En el caso del coste inicial del cables las líneas elegidas aunque puedan tener distinto tipo de tecnología, VCS o LCC, al final el tipo de cable es el mismo. Lo importante es que la tensión y las pérdidas en los cables sean parecidas. Por lo que las líneas que se han utilizado para el cálculo del coste inicial son Skagerrak 4, NSN, Viking Link y Nord Link.

Las características y los datos económicos de las distintas interconexiones submarinas los podemos ver en la Tabla 1. Podemos ver cómo estas líneas comparten ciertas características en común, como el tipo de conexión o el tipo de cable. Otras características no son comunes a todas ellas, pero tienen gran similitud (como la tensión) o la diferencia es puntual. Este es el caso de la línea NSN Norway-UK, que utiliza la tecnología VCS a diferencia de la mayoría de las interconexiones que se caracterizan por emplear la tecnología clásica LCC.

Tabla 1: Características de las interconexiones elegidas para la selección del cable.

	Norned [30]–[35]	Skagerrak 4 [36]	Fenno-Skan 2 [35], [37], [38]	SAPEI [35], [39]	NSN Norway-UK [28], [40], [41]
Tecnología	LCC	VCS	LCC	LCC	VCS
Potencia (MW)	700	715	800	1000	1400
Tensión (kV)	450	500	500	500	525
Tipo de conexión	Bipolar	Monopolar	Monopolar	Bipolar	Bipolar
Material	Cu MIND	Cu MIND	Cu MIND	Cu MIND	Cu MIND
Sección del cable (mm^2)	790	1600	2000	1000	2375
Longitud (km)	580	240	200	420	730
Coste de cable (M€)	300	126	150	400	550

Una vez tenemos los datos económicos y técnicos de las distintas líneas los ordenamos, como se ven en la Tabla 2, en un documento de Excel para poder tratarlos. De esta manera, a partir de nuestros datos intentaremos obtener los costes tanto de los cables como de las subestaciones para cualquier potencia que queramos mediante las correspondientes rectas de regresión.

Tabla 2: Datos iniciales para el cálculo de la recta de regresión del coste en función de la sección.

interconexión	Potencia nominal, P_N (MW)	Longitud (km)	N° de polos, n	Sección, S_{CB} (mm^2)	Coste de los cables C_{CB} (M€)	Coste de cada cable por km, c_{CB} (M€/km)
Norned	700	580	2	790	248	0.21
Skagerrak 4	715	240	1	1600	126	0.53
Fenno-Skan 2	800	200	1	2000	150	0.75
SAPEI	1000	420	2	1000	400	0.48
NSN	1400	730	2	1250	550	0.38

En el caso de los cables, podemos representar la recta de regresión lineal del coste (M€/km) en función de la sección, S_{CB} (mm^2), descrito por la (13).

$$c_{CB} = a_{CB} \cdot S_{CB} + b_{CB} \quad (13)$$

Por lo tanto para el caso de los cables, la recta de regresión del coste unitario del cable, c_{CB} (M€/km), en función de su sección, S_{CB} (mm^2), que hemos calculado quedaría descrita por (14) y la Figura 13.

$$c_{CB} \text{ (M€/km)} = 0.0004 \cdot S_{CB} - 0.0267 \quad (14)$$

Siendo los coeficientes de la recta que se han obtenido los que se pueden ver en (15).

$$a_{CB} = 0.0004 \frac{\text{M€/km}}{\text{mm}^2} \quad b_{CB} = 0.0267 \text{ M€/km} \quad (15)$$

Además, el coeficiente de determinación que obtenemos de la recta de regresión es $R^2 = 0,8284$, lo que sugiere un buen ajuste.

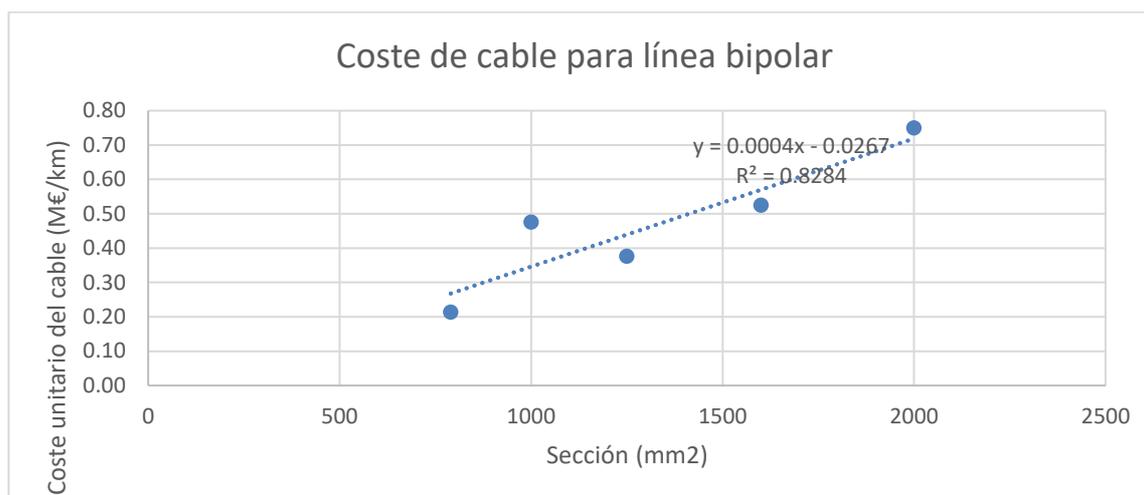


Figura 13: Coste unitario del cable por km en M€/km en función de la sección.

5.1.2 Coste inicial de las subestaciones

En cuanto a los costes de las subestaciones, también hemos buscado información de distintas interconexiones cuya tecnología sea VSC, a partir de la cual obtendremos la recta de regresión. Al igual que ocurre con el coste del cable, para el cálculo de los costes de las subestaciones, las interconexiones elegidas deben tener características similares como podemos ver en la Tabla 3.

Tabla 3: Características de las interconexiones elegidas para la selección de las subestaciones.

	Nordlink [37], [42]– [44]	Skagerrak 4 [35], [36]	NSN Norway-UK [28], [40], [41]
Tecnología	VSC	VSC	VCS
Potencia (MW)	1400	715	1400
Tensión (kV)	525	500	525
Tipo de conexión	Bipolar	Monopolar	Bipolar
Coste subestaciones (M€)	900	130	450
Longitud (km)	580	240	730

Para poder tratar los datos de las interconexiones de la Tabla 3 los ordenamos en un documento Excel y, de esa forma, también podemos realizar los cálculos correspondientes. Esto daría lugar a la Tabla 4.

Tabla 4: Cálculos obtenidos de los costes de las subestaciones de las interconexiones VSC.

Interconexión	Potencia nominal P_N (MW)	Nº de polos n	Coste total de las subestaciones VSC, C_{VSC} (M€)	Coste por subestación VSC, c_{VSC} (M€)
Skagerrak 4	715	1	130	65
NSN	1400	2	450	112.5
Nord Link	1400	2	900	225

En el caso de las subestaciones, para la recta de regresión lineal del coste (M€) en función de la potencia nominal (P_N) es representada por (16) y la Figura 14.

$$c_{SB} = a_{SB} \cdot P_N + b_{SB} \quad (16)$$

Por otro lado, los coeficientes de la recta se pueden ver en la ecuación (17).

$$c_{SB} = 0.1515 \cdot P_N - 43.29 \quad (17)$$

Los coeficientes de la recta se describen en la (18)

$$a_{SB} = 0.1515 \text{ y } b = -43.29 \quad (18)$$

Así como el coeficiente de determinación de nuestra recta de regresión es $R^2 = 0.5693$.

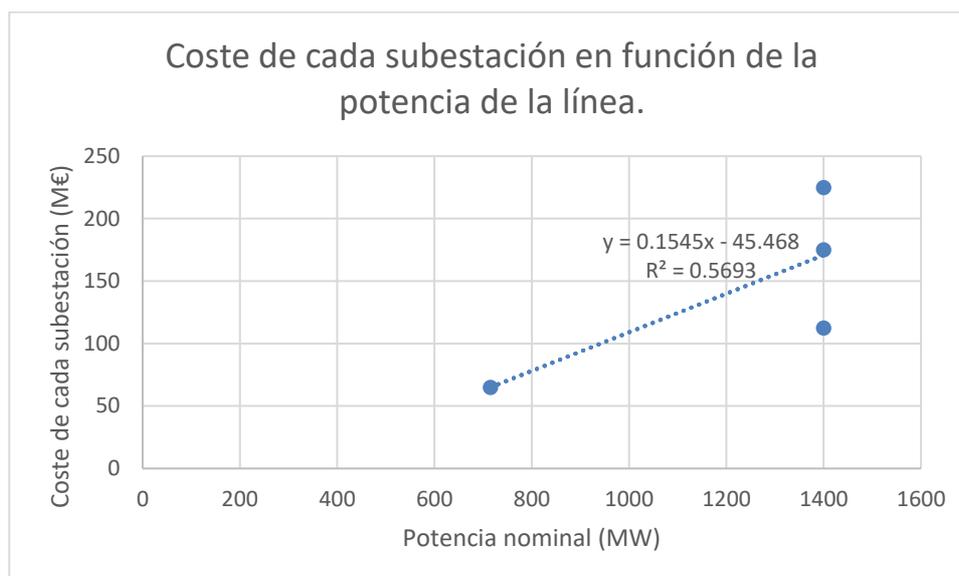


Figura 14: Coste unitario de cada subestación (M€) en función de la potencia nominal (MW).

5.2 Cálculo de inversión inicial

Para calcular la inversión inicial tenemos que obtener los costes de los cables, C_{CB} , y los costes de las subestaciones, C_{SB} . Las ecuaciones (14) y (17) corresponden a estos cálculos de los costes de los cables y las subestaciones, la (3) describe el cálculo de la inversión inicial y en la Tabla 5 se muestran los resultados de estos cálculos para todos los casos de interconexiones estudiados.

Tabla 5: Coste de subestaciones, cables e inversión inicial de las interconexiones.

Caso de Interconexión	Potencia, P_N (MW)	Sección cable, S_{CB} (mm ²)	Coste subestaciones, C_{SB} (M€)	Coste cables, C_{CB} (M€)	Coste inicial, $C_{i,0}$ (M€)
1	500	1000	129.74	761.34	891.08
2	1000	1000	432.66	761.34	1194.00
3	1000	3000	432.66	2401.63	2834.29
4	2000	2500	1038.50	1991.56	3030.06
5	2000	3000	1038.50	2401.63	3440.13
6	2000	1000	2077.01	1522.68	3599.69
7	2000	3000	2077.01	4803.25	6880.26
8	5000	3000	5712.04	4803.25	10515.30
9	5000	2000	8568.07	4744.45	13312.52
10	5000	3000	8568.07	7204.88	15772.95

5.3 Pérdidas

Como hemos visto la energía que es capaz de transportar, igual a la Potencia nominal de la interconexión, P_N , no es lo que realmente llega al mercado receptor, ya que hay que descontarle las pérdidas producidas en el propio transporte. Estas podemos descomponerlas en las pérdidas debidas al cable y las pérdidas debidas a las subestaciones. A continuación, veremos cada una de ellas.

Por un lado, para calcular las pérdidas del cable primero debemos buscar un catálogo que nos permita calcularlas. Este será el catálogo de ABB *The new extruded 525 kV HVDC cable system* [23] en el cual encontramos la Figura 15, donde se representa la potencia nominal del cable en función de la sección del conductor. La tensión nominal para la cual está calculada este gráfico es de 525 kV y se ha construido una tabla con los cables que se pueden usar en nuestra interconexión calculándose la intensidad en condiciones nominales del cable, $I_{N,CB}$, que tendrían usando la expresión (19), a partir de la potencia nominal, $P_{N,CB}$, y la tensión nominales, V_N .

$$P_{N,CB} = I_{N,CB} \cdot V_N \quad (19)$$

Por otro lado, se han supuesto que las pérdidas de potencia del cable en condiciones nominales, L_{CB} (MW), debidas principalmente al efecto Joule, son en total un 3.2% de la potencia nominal del cable, $P_{N,CB}$, [25]. Siendo la resistencia de este calculada en un proceso inverso al usado para calcular normalmente las pérdidas Joule en las expresiones (20) y (21).

$$L_{CB} = 0.032 \cdot P_{N,CB} \quad (20)$$

$$R_{CB} = \frac{L_{CB}}{I_{N,CB}^2} \quad (21)$$

Ya podemos calcular la resistencia del cable, R_{CB} en Ω , si $I_{N,CB}$ (A) es la intensidad en condiciones nominales del cable y L_{CB} (MW) son las pérdidas de potencia en condiciones nominales del cable.

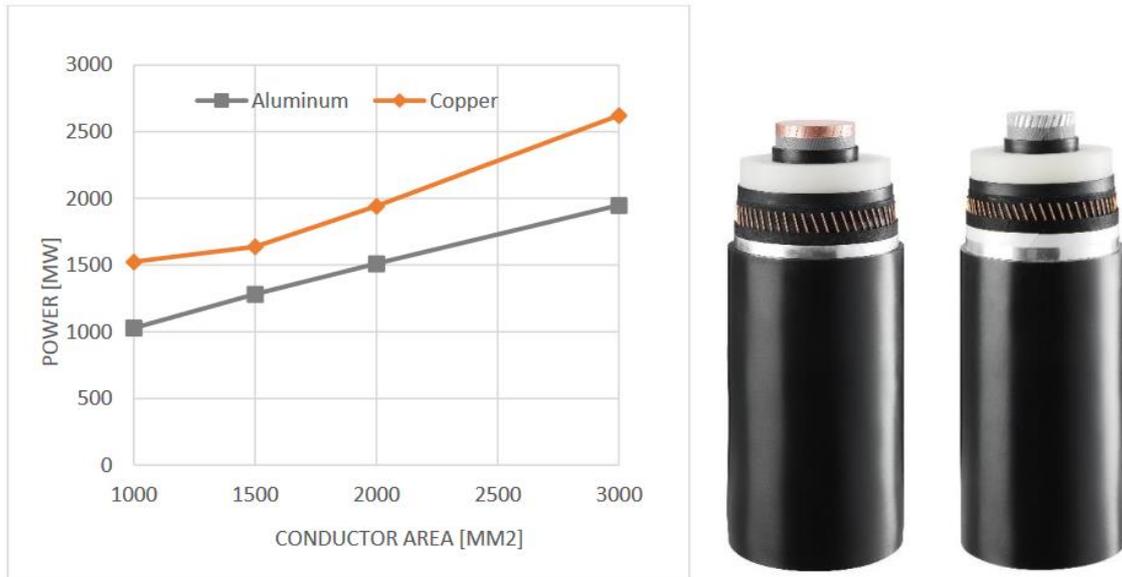


Figura 15: Potencia en condiciones nominales del cable en función de la sección.

A partir de los datos de la Figura 15 y de los cálculos obtenidos en las ecuaciones (19), (20) y (21) podemos desarrollar la Tabla 6, en la cual podemos ver todas las magnitudes anteriormente descritas.

Tabla 6: Característica de los cables empleados.

Sección, S_{CB} (mm ²)	Potencia nominal, $P_{N,CB}$ (MW)	Tensión nominal, V_N (kV)	Intensidad nominal, $I_{N,CB}$ (A)	Resistencia del cable, R_{CB} (Ω)
1000	1500	525	1428.57	11.76
1500	1600	525	1523.81	11.03
2000	1950	525	1857.14	9.05
2500	2300	525	2190.48	7.67
3000	2600	525	2476.19	6.78

5.4 Líneas elegida

Cuando tengamos tanto los costes como las pérdidas de los cables que utilizaremos y de las subestaciones, podemos elegir para cada línea un cable en concreto en función de las características de estas. El rango de potencias que se estudiarán en esta primera parte va desde 500 MW a 5 GW, de forma que la Tabla 7 y la Tabla 8 de casos de interconexión elegidos muestran sus características.

Tabla 7: Características de las líneas elegidas para estudiar.

Caso de Interconexión	Nº de líneas en paralelo	Potencia nominal, P_N (MW)	Intensidad nominal, I_N (A)	Sección, S_{CB} (mm ²)
1	1	500	500	1000
2	1	1000	1000	1000
3	1	1000	1000	3000
4	1	2000	2000	2500
5	1	2000	2000	3000
6	2	2000	1000	1000
7	2	2000	1000	3000
8	2	5000	2500	3000
9	3	5000	1667	2000
10	3	5000	1667	3000

Tabla 8: Cálculo de los diferentes tipos de pérdidas para cada interconexión.

Caso de Interconexión	Potencia nominal, P_N (MW)	Pérdidas del cable, P_{CBh} (MW)	Pérdidas subestaciones, P_{SBh} (MW)	Pérdidas totales, $P_{p,h}$ (MW)
1	500	5.88	20	25.88
2	1000	23.52	40	63.52
3	1000	13.57	40	53.57
4	2000	61.36	80	141.36
5	2000	54.28	80	134.28
6	2000	47.04	160	207.04
7	2000	27.14	160	187.14
8	5000	169.62	400	569.62
9	5000	150.77	600	750.77
10	5000	113.08	600	713.08

5.4.1 Beneficio horario y anual

Una vez sabemos cual es la potencia que se transmite, cuales son las pérdidas totales que se producen en la transmisión y cual es la potencia que llega al mercado receptor, que es la diferencia entre la potencia nominal de la interconexión y las pérdidas totales de la interconexión, podemos calcular el beneficio horario y el anual. Para seguir mostrando los cálculos, presentaremos los resultados la Interconexión nº 2 con 1000 MW de potencia nominal.

En primer lugar, cogemos los precios de los mercados diarios de energía eléctrica del mercado ibérico y del italiano [45]. Calculamos el sentido en la que se transmite la energía eléctrica a partir de (22), comparando los precios de la energía en ambos mercado, de manera que:

- Si el precio horario en el mercado diario ibérico, $p_{IB,h}$, es igual que el precio en el mercado diario italiano, $p_{IT,h}$, el sentido del flujo, S_{FJ} , lo definimos con el valor igual a 0.
- Si el precio en el mercado diario ibérico es mayor que el precio en el mercado diario italiano el sentido es igual a 1.
- Si el precio en el mercado diario ibérico es menor que el precio en el mercado diario italiano el sentido es igual -1.

Aquí un ejemplo en la Tabla 9 de la fecha y hora, precio y sentido del flujo para algunas horas en las que se han estudiado todas las interconexiones. El sentido del flujo esta calculado con (22) que describen el proceso anterior descrito.

$$S_{FJ} = SI(p_{IB,h} = p_{IT,h}; 0; SI(p_{IB,h} > p_{IT,h}; 1; SI(p_{IB,h} < p_{IT,h}))) \quad (22)$$

Tabla 8: Caso 2-1 GW. Precio del mercado diario para cada país, fecha y hora y sentido.

Fecha y hora	Precio mercado ibérico (€/MW)	Precio mercado italiano (€/MW)	Sentido	Potencia en mercado ibérico P_{mIB} (MW)	Potencia en mercado italiano P_{mIT} (MW)
01/01/2021 0:00	50.87	50.87	0	0	0
01/01/2021 1:00	48.19	48.19	0	0	0
01/01/2021 2:00	44.68	44.68	0	0	0
01/01/2021 3:00	38.5	42.92	-1	1000	936.48
04/01/2021 21:00	66	62.15	1	936.48	1000
04/01/2021 22:00	62.48	59.8	1	936.48	1000

Así pues, ya podemos contar cómo calculamos el beneficio horario, $B_{2,h}$. En primer lugar, dependiendo del sentido del flujo, S_{FJ} , creamos una columna con la potencia que se comercializa en cada mercado, P_{mIB} y P_{mIT} , en la que se le asigna a cada mercado la potencia nominal de transmisión, P_N , o la potencia que llega al mercado

receptor, $P_N - P_{ph}$, tal como se describe en la (23).

$$P_{md} = SI(S_{FJ} = 0; 0; SI(Y(S_{FJ} = -1; id = 3); P_N; SI(Y(S_{FJ} = -1; id = 8825); P_N - P_{ph}; SI(Y(S_{FJ} = 1; id = 3); P_N - P_{ph}; P_N)))) \quad (23)$$

En la Tabla 8 podemos ver la esta información que se obtiene de la (23) para el caso de interconexión 2. Así pues, en el día 01/01/2023 a las 3.00 horas, la potencia comercializada en el mercado ibérico, P_{mIB} , es igual a 1000 MW y la potencia comercializada en el mercado italiano, P_{mIT} , es igual a 936.48 MW.

El beneficio horario, $B_{2,h}$, se obtiene a partir del sentido del flujo, S_{FJ} , de las potencias que se comercializan en el mercado ibérico, P_{mIB} , y en el mercado italiano, P_{mIT} , y de los precios de la energía en cada mercado, p_{mIB} y p_{mIT} , y viene calculado por la (24) y se puede ver en la Tabla 9.

$$B_{2,h} = SI(S_{FJ} = 0; 0; SI(S_{FJ} < 0; P_{mIT} * p_{mIT} - P_{mIB} * p_{mIB}; P_{mIB} * p_{mIB} - P_{mIT} * p_{mIT})) \quad (24)$$

Sin embargo, necesitamos otra ecuación lógica y, por lo tanto, otra columna para obtener solo los casos en los que la $B_{2,h} > 0$ y para los casos en los que el $B_{2,h} < 0$, cambiar el valor del beneficio negativo por $B_{2,h} = 0$, ya que en las ocasiones que el beneficio económico sea negativo, no se realizará transporte de energía eléctrica a través de la interconexión. Esto se describe en la (25) y en la Tabla 9 se pueden ver los resultados.

$$B_{2,h}(> 0) = SI(B_{2,h} > 0; B_{2,h}; 0) \quad (25)$$

En el caso de las dos últimas horas representadas en la Tabla 9, el precio de la energía en el mercado ibérico, p_{mIB} , es mayor que en el mercado italiano, p_{mIT} , por lo tanto se efectuaría la interconexión. Sin embargo, cuando calculamos el beneficio horario, se puede apreciar que la diferencia de precios entre los dos mercados no es suficiente para que el beneficio obtenido sea positivo, así que no realizará el intercambio de energía como consecuencia.

Tabla 9: Caso 2-1 GW. Precio horario de la energía, beneficio horario y beneficio horario positivo.

Fecha y hora	Precio mercado ibérico, p_{mIB} (€/MW)	Precio mercado italiano, p_{mIT} (€/MW)	Beneficio horario, $B_{2,h}$ (€)	Beneficio horario positivo, $B_{2,h} > 0$ (€)
01/01/2021 0:00	50.87	50.87	0	0
01/01/2021 1:00	48.19	48.19	0	0
01/01/2021 2:00	44.68	44.68	0	0
01/01/2021 3:00	38.5	42.92	1693.72	1693.72
04/01/2021 21:00	66	62.15	-342.32	0
04/01/2021 22:00	62.48	59.8	-1288.73	0

Para obtener el beneficio anual que será el valor de los flujos de caja, $CF_{2,n}$, simplemente sumamos todos los resultados de la columna de beneficio horario positivo, como se ve en la (26).

$$CF_{2,n} = \text{SUMA}(B_{2,2}:B_{2,17497}) \quad (26)$$

5.5 Pérdidas anuales

Las pérdidas anuales de una interconexión se determinan sumando los beneficios horarios de la interconexión cuando a través de ella ha habido transporte de energía eléctrica, tal y como se describe en la ecuación (12).

En el caso de la interconexión 2 y al igual que con el beneficio horario y el flujo de caja, primero tenemos que determinar en una columna las horas en las que ha habido transporte de energía y, por lo tanto, pérdidas de energía y que obtendremos a partir de la fórmula (27).

$$P_{ph}(B_{2,h} > 0) = SI(B_{2,h} > 0; P_{ph}; 0) \quad (27)$$

Para obtener las pérdidas anuales, $P_{i,pn}$ (GWh), realizamos la operación de la expresión (28).

$$P_{i,pn} = \text{SUMA}(P_{ph}(B_{2,h} > 0)) \quad (28)$$

En la Tabla 10 se muestran los resultados de la columna de pérdidas horarias para los casos en los que se da transporte de energía, $P_{ph}(B_{2,h} > 0)$.

Tabla 10: Beneficio horario y pérdidas horarias cuando se da el transporte de energía.

Fecha y hora	Precio mercado ibérico, p_{mIB} (€/MW)	Precio mercado italiano, p_{mIT} (€/MW)	Beneficio horario, $B_{2,h}$ (€)	Pérdidas horarias, $P_{ph}(B_{2,h} > 0)$ (W)
01/01/2021 0:00	50.87	50.87	0	0
01/01/2021 1:00	48.19	48.19	0	0
01/01/2021 2:00	44.68	44.68	0	0
01/01/2021 3:00	38.5	42.92	1693.72	25.88
04/01/2021 21:00	66	62.15	-342.32	0
04/01/2021 22:00	62.48	59.8	-1288.73	0

5.6 Cálculo de los resultados

Por lo tanto, solo nos queda obtener las variables que nos permitirán conocer cuál o cuáles de estas líneas serían

interesantes desarrollar. Estas variables serán el Valor Actualizado Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Payback (PB) y las pérdidas anuales, $P_{p,n}$ (GWh). El VAN se ha calculado con la (29).

$$VAN = -C_{i,0} + \sum_{n=1}^N CF_{i,n} \cdot \frac{(1+\Delta c_e)^n}{(1+d)^n} = -C_{i,0} + \sum_{n=1}^N \frac{CF_{i,n}}{(1+d_{eq})^n} \quad (29)$$

Donde $C_{i,0}$ es el coste inicial de la inversión del caso de interconexión i , $CF_{i,n}$ son los flujos de caja anuales del caso de interconexión i , que en nuestro caso son todos iguales a los correspondientes a 2021, N es el número de años de vida útil de la interconexión, d es la tasa de descuento, Δc_e es el incremento anual del precio de la energía y d_{eq} es la tasa de descuento equivalente, obtenida a partir de d y Δc_e mediante [46].

Los valores necesarios de la tasa de descuento y del incremento del precio de la energía se han obtenido a partir de los datos de la UE. Para d utilizaremos un valor del 4% que corresponde a las instalaciones renovables y de eficiencia energética [47]. En segundo lugar, para obtener Δc_e hemos realizado una media aritmética del incremento de precios de la energía desde 2010 a 2021 a partir de datos de la eurozona. Para el cálculo del incremento de precios, Δc_e , utilizamos la (30) y mostraremos los resultados en la Tabla 11.

$$\Delta c_{e,n} = \frac{p_{me,n} - p_{me,n-1}}{p_{me,n-1}} \quad (30)$$

Para obtener la media ponderada del incremento anual de precios de la energía hacemos uso de la (31) y la Tabla 11 dándonos como resultado $\Delta c_e = 2.29\%$.

$$\Delta c_e = \text{PROMEDIO}(\Delta c_{e,2011} : \Delta c_{e,2021}) \quad (31)$$

Tabla 11: Incremento de los precios de la energía anual

Unión Europea	Precio energía (€/MWh)	Aumento de precios
2010	172.5	
2011	185.8	8 %
2012	191.6	3 %
2013	204.2	7 %
2014	205.8	1 %
2015	208.3	1 %
2016	205.1	-2 %
2017	208.6	2 %
2018	209.9	1 %
2019	217	3 %
2020	213.4	-2 %
2021	220.3	3 %

La TIR es la tasa de descuento cuando el VAN se anula y se obtiene a partir de la (33):

$$VAN(C_0, TIR) = -C_0 + \sum_{n=1}^N \frac{CF_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (33)$$

Por otro lado, tenemos el Payback, PB (años), que se ha calculado a partir de la (34).

$$PB_i = \frac{C_{i,0}}{CF_{i,n}} \quad (34)$$

6 RESULTADOS

A continuación, se explica como se han obtenido los resultados, a partir de los cuales se tomarían las decisiones respecto a qué características tendrá la interconexión que al final se desarrollaría. Estos resultados no solo proporcionarán una base para el desarrollo de un posible proyecto, sino que también actuarán como un filtro para identificar las opciones económicas más viables.

El proceso de evaluación se enfoca en describir los distintos casos de interconexiones, considerando diversas potencias y tipos de cables. Al analizar detenidamente los datos resultantes, se podrá determinar cuáles opciones son más prometedoras y cuáles podrían ser descartadas para concentrar los esfuerzos en alternativas que tengan características parecidas a nuestros casos económicamente viables.

6.1 Presentación de los resultados

Una vez definidos los indicadores que utilizaremos para la evaluación económica de las distintas interconexiones, los cuales son, el VAN (M€), el Payback simple, PB (años), y la TIR (%) y las pérdidas anuales de energía, P_{pn} (GWh) de cada una de estas interconexión, se pueden ver en la Tabla 12 y las Figuras 16, 17, 18 y 19. En ellas podemos apreciar cuál es el rango de líneas que son interesantes, especialmente en las Figuras 16 y 17 donde se aprecian las líneas que tienen el VAN y la TIR positivo.

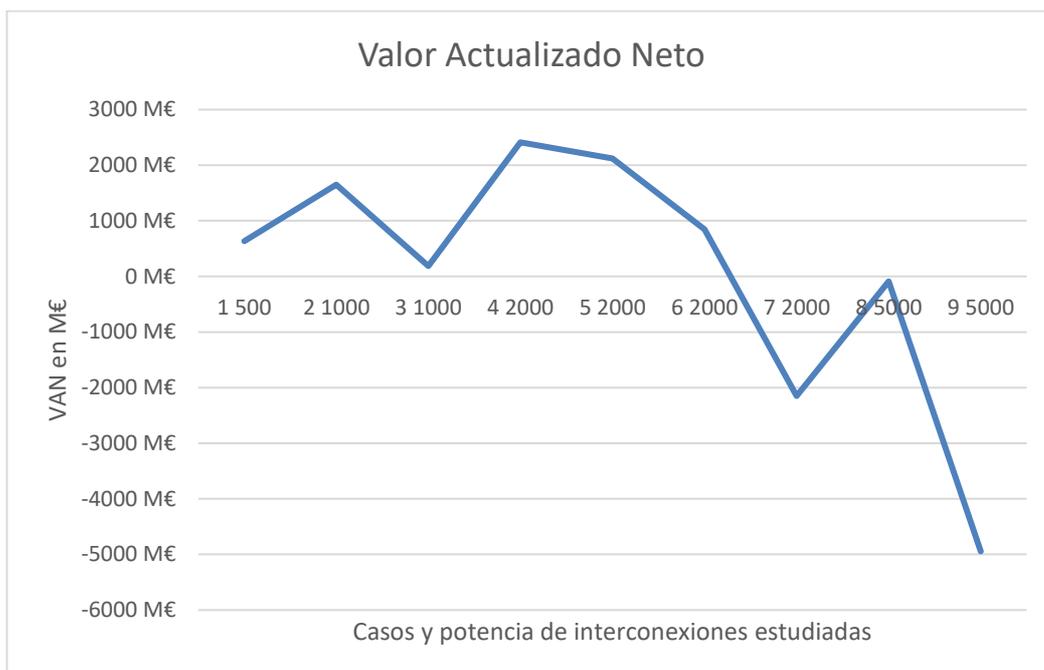


Figura 16: Valor Actualizado Neto de cada línea estudiada

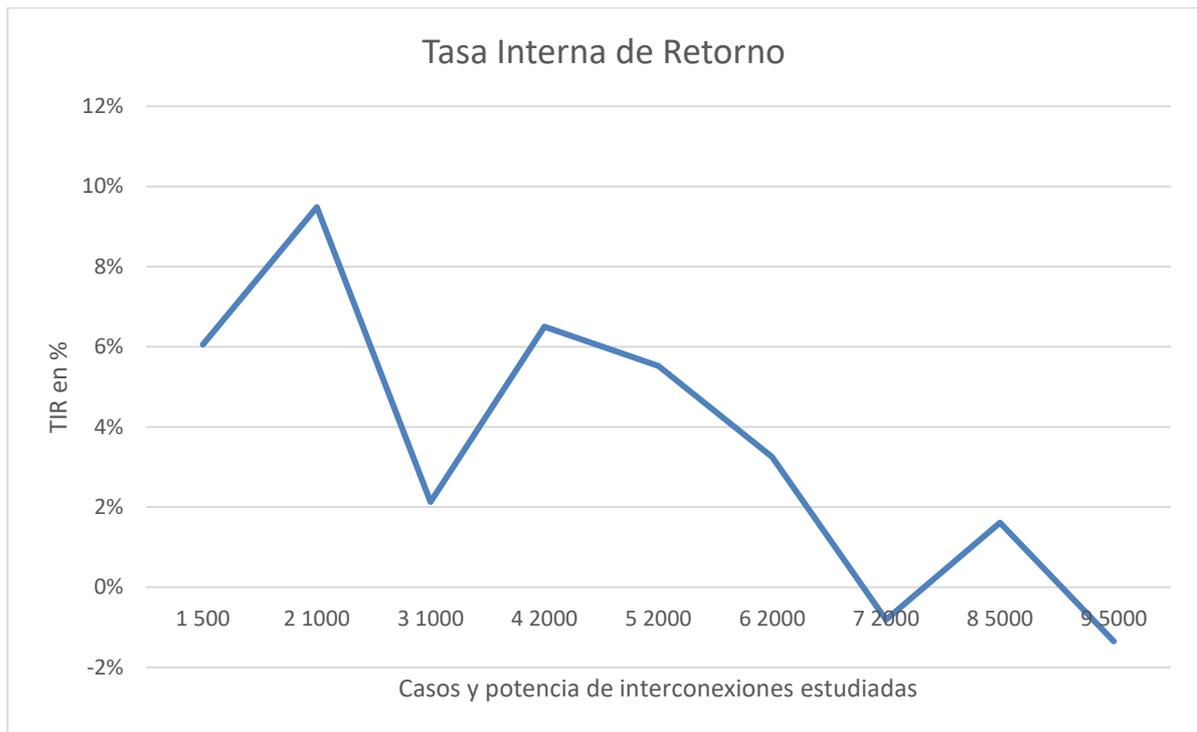


Figura 17: Tasa Interna de Retorno de cada caso de interconexión estudiado

Por último, vamos a representar el Payback simple, PB (años) y las pérdidas anuales de energía, P_{pn} (GWh) de cada caso en la Figura 18 y 19 para observar como evolucionan ambas magnitudes. Podemos ver como los menores PB son los de las líneas 2 y 4. A partir de la línea 7 se puede ver como los PB son demasiado altos.

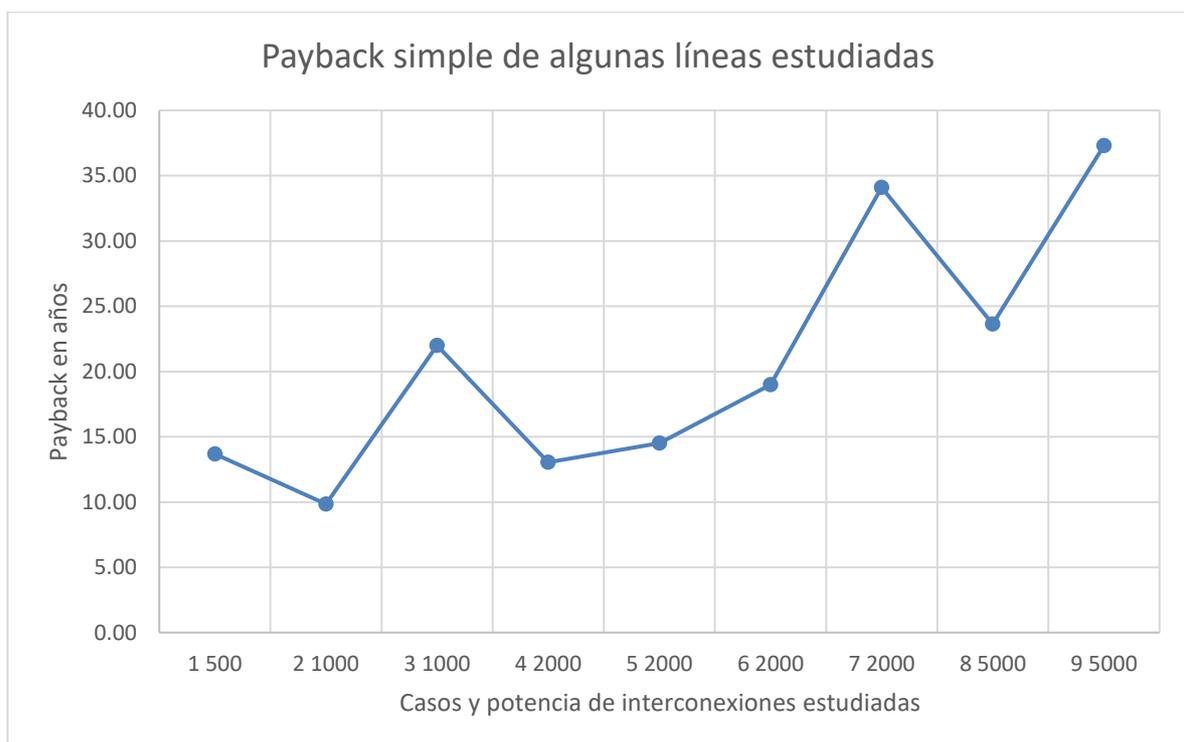


Figura 18: Payback simple de los casos de interconexión estudiados

En el caso de las pérdidas anuales, se puede comprobar en la Figura 19 que los casos de interconexión con menores pérdidas anuales son los que tienen mayor VAN. Sin embargo, es característico que pequeñas diferencias entre algunos casos en cuanto pérdidas anuales se traducen en grandes diferencias en el VAN y en la TIR. Esto se debe a que las pérdidas anuales no es lo único que influyen en el cálculo del VAN.

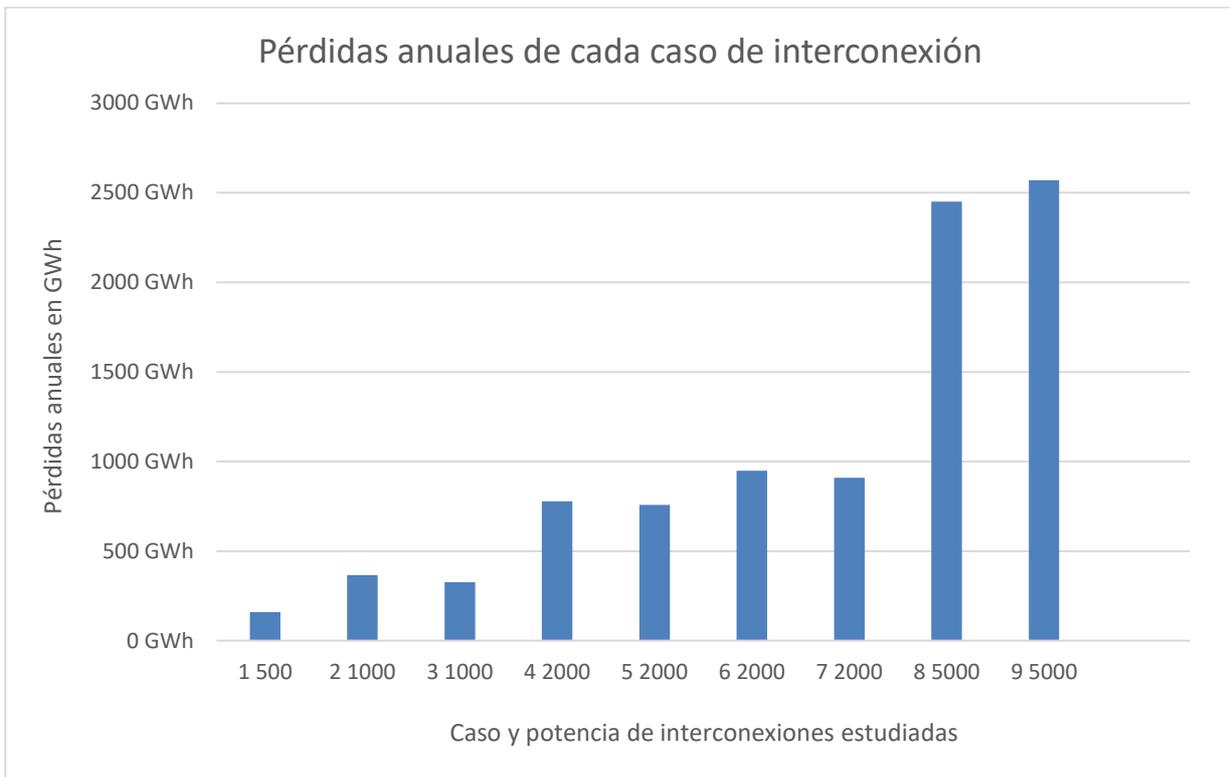


Figura 19: Pérdidas anuales de cada caso de interconexión

Tabla 12: Valores de las principales variables económicas de las líneas estudiadas

Caso de interconexión	Potencia, $P_{i,N}$ (MW)	Sección cable, $S_{i,CB}$ (mm ²)	Coste inicial, $C_{i,0}$ (M€)	Flujo de caja anual FC_i (M€)	Pérdidas anuales, $P_{i,pn}$ (GWh)	VAN_i (M€)	Payback simple, PB_i (años)	TIR_i
1	500	1000	891.08	65.12	159.55	635.46	13.68	6%
2	1000	1000	1194.00	121.25	366.07	1648.19	9.85	9%
3	1000	3000	2834.29	128.82	326.34	185.38	22.00	2%
4	2000	2500	3030.06	232.14	778.03	2411.51	13.05	7%
5	2000	3000	3440.13	237.19	757.59	2120.02	14.50	6%
6	2000	1000	3599.69	189.69	949.07	846.88	18.98	3%
7	2000	3000	6880.26	201.71	909.68	-2151.83	34.11	-1%
8	5000	3000	10515.30	444.72	2450.49	-90.41	23.64	2%
9	5000	2000	13312.52	356.96	2570.63	-4945.02	37.29	-1%
10	5000	3000	15772.95	373.49	159.55	-7017.89	42.23	6%

6.2 Análisis de los resultados

Como se puede apreciar en el apartado anterior, los resultados correspondientes a las variables elegidas son parecidos, aunque con alguna diferencia. Para empezar, a simple vista se observa en la Figura 17, donde se muestra la TIR, cuál es el rango en el que es más rentable realizar una inversión en este tipo de instalaciones. En cambio, para la Figura 16 podemos apreciar que las interconexiones que no son tan interesantes, pero las que tienen un VAN alto no son tan apreciadas en la Figura 17. Tanto para las primeras interconexiones como para las últimas, se puede apreciar en la Tabla 7 como las pérdidas del cable son mucho mayores que las pérdidas de las subestaciones. Por otro lado, también se puede ver en la Tabla 11 que los costes de los cables aunque normalmente son parecidos a los de las subestaciones, para las últimas interconexiones el de los cables es considerablemente mayor que el de las subestaciones, ya que cuanto mayor es el cable, mayor serán las tensiones que este tendrá que soportar y más adversas serán las condiciones de operatividad.

En cuanto a las interconexiones que son más interesantes económicamente, estas son la 2, la 4 y la 5. El caso 2 es el que tiene la mayor TIR de todas teniendo una alta rentabilidad, con un valor del 9 %. Sin embargo, el parámetro decisivo es el VAN ya que este representa las ganancias actualizadas obtenidas de la interconexión, el cual alcanza su máximo en la interconexión 4 con más de 2400 M€. Además, en esta interconexión la TIR tiene un valor considerable siendo del 7 %.

Sin embargo, como en estos primeros cálculos hay cables que no se han tenido en cuenta, en los siguientes apartados estudiaremos más a fondo la rentabilidad de estas líneas entre otros parámetros, además de añadir otras.

7 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Hasta este momento, hemos realizado los cálculos necesarios para saber si es interesante una interconexión entre el mercado eléctrico ibérico y el italiano, además de analizar un determinado número de potencias de transmisión variando el orden de magnitud para también conocer cuáles son las potencias más interesantes para el desarrollo de la interconexión. Sin embargo, en el caso de querer estudiar una interconexión para cada potencia, sección y número de líneas en paralelo, el coste computacional sería muy alto y el análisis de los resultados sería mucho más complejo.

Así pues, una vez conocemos cuales son las potencias más adecuadas para desarrollar una interconexión entre los dos países, en primer lugar se añadirán casos nuevos para cada una de las potencias posibles variando la sección del cable y, por otro lado, se añadirán nuevos casos para cada una de las secciones anteriormente estudiadas variando la potencia del cable. Posteriormente, cambiaremos los valores de distintos parámetros como los años de vida útil, la tasa de descuento y el incremento de los precios de la energía. Por último, reduciremos los ingresos debido al efecto en el precio del intercambio de energía entre los dos mercados.

7.1 Incorporación de nuevas líneas

En el capítulo anterior, las distintas interconexiones se diferencian entre unas y otras por la potencia, las líneas en paralelo que tiene la interconexión y la sección del cable elegido. Para cada potencia y número de líneas en paralelo se han utilizado un máximo de dos cables con secciones diferentes para su evaluación económica. Teniendo en cuenta que hay hasta cinco cables con secciones diferentes que se pueden utilizar.

Por ello, para el caso de potencias con un VAN positivo que se haya obtenido en el apartado anterior, en este apartado añadiremos nuevas interconexiones en las cuales cambiaremos el cable para ver como afecta a las pérdidas producidas por este y, a su vez, como cambia la rentabilidad de las interconexiones. Las nuevas interconexiones introducidas son las que se indican en la Tabla 13.

Tabla 13: Características de los nuevos casos de estudio

Caso de interconexión	Nº líneas en paralelo	Potencia, $P_{i,N}$ (MW)	Sección cable, $S_{i,CB}$ (mm ²)	Pérdidas anuales en cable, $P_{i,CB}$ (GWh)	Pérdidas anuales en subestaciones, $P_{i,SB}$ (GWh)	Pérdidas totales anuales, $P_{i,p}$ (GWh)
1	1	500	1000	123	36	160
2	1	1000	1000	231	136	366
2.2	1	1000	1500	244	83	326
2.3	1	1000	2000	440	338	778
2.4	1	1000	2500	451	306	758
3	1	1000	3000	733	216	94
4	1	2000	2500	778	132	910
5	1	2000	3000	1721	730	2450
6	2	2000	1000	2054	516	2571
6.2	2	2000	1500	123	36	160
6.3	2	2000	2000	231	136	366
6.4	2	2000	2500	244	83	326

En esta ocasión, se puede observar que para cada potencia y líneas en paralelo hay más interconexiones con distintos cables de distintas secciones para diversificar el estudio realizado anteriormente. A partir de las pérdidas producidas, se calcula de nuevo los ingresos que se producen para cada hora debido al intercambio de energía. Obtenemos los ingresos anuales para el año 2021 y suponemos que el resto de los años de vida útil tendremos los mismo ingresos, siendo estos los Flujos de caja de nuestra inversión como se muestra en la Tabla 13.

Por otro lado, debemos calcular de nuevo los costes de iniciales, que se muestran en la Tabla 14, a partir de los costes de los cables y las subestaciones. Con todo esto, el Valor Actualizado Neto de las nuevas líneas quedaría como se muestra en la Figura 20.

Tabla 14: Resultados de nuevas líneas incorporadas.

Caso de interconexión	Potencia, $P_{i,N}$ (MW)	Sección cable, $S_{i,CB}$ (mm ²)	Pérdidas totales, $P_{i,p}$ (GWh)	Coste inicial, $C_{i,0}$ (M€)	Flujo de caja anual FC_i (M€)	VAN_i (M€)
1	500	1000	160	888.47	70.52	764.68
2	1000	1000	367	1197.47	132.18	1901.07
2.2	1000	1500	361	1607.54	133.26	1516.28
2.3	1000	2000	345	2017.61	136.21	1175.27
2.4	1000	2500	335	2427.69	138.29	814.06
3	1000	3000	327	2837.76	139.65	435.75
4	2000	2500	780	3045.69	254.12	2911.22
5	2000	3000	759	3455.76	259.14	2618.72
6	2000	1000	952	3630.95	222.90	1594.07
6.2	2000	1500	945	4451.09	224.72	816.68
6.3	2000	2000	931	5271.24	229.70	113.21
6.4	2000	2500	921	6091.38	233.22	-624.40

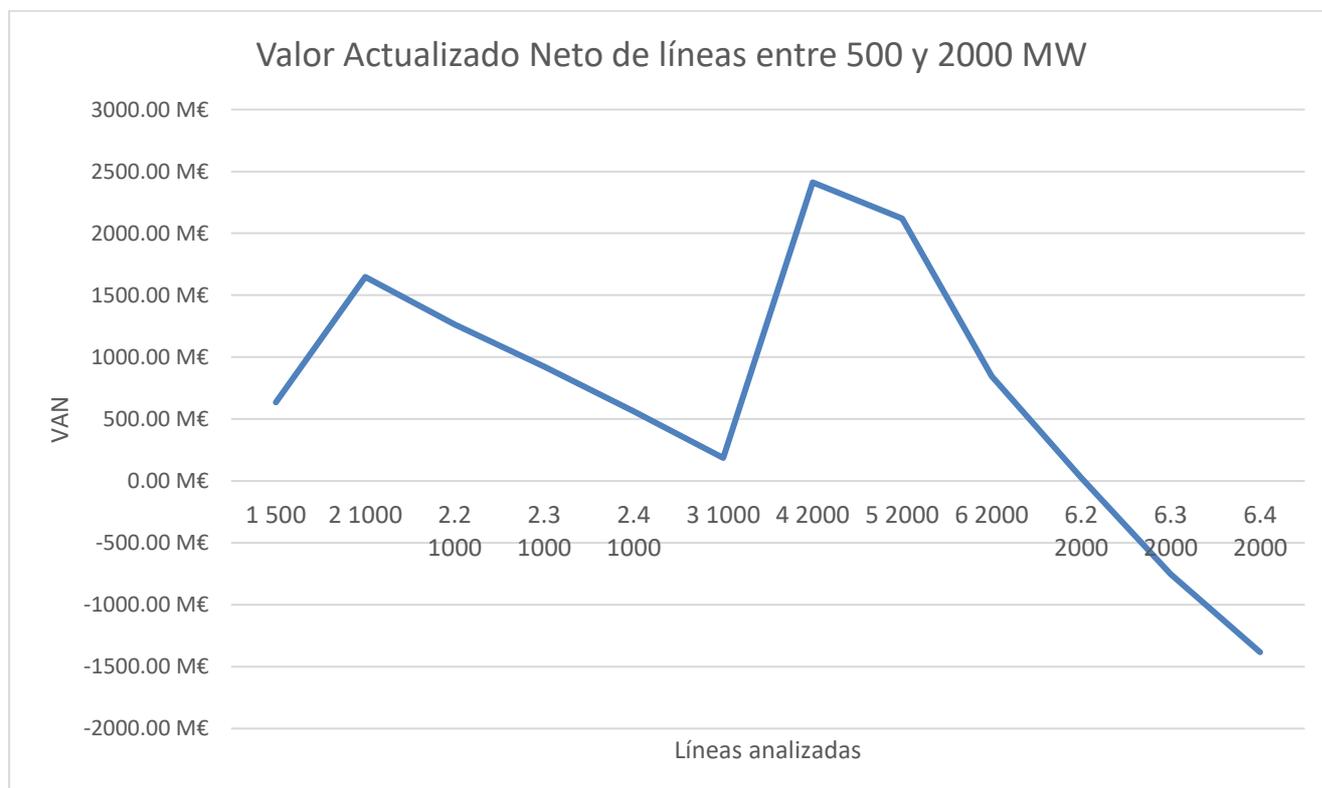


Figura 20: VAN de las nuevas líneas estudiadas.

La Tasa Interna de Retorno, al igual que en el capítulo anterior, también se puede estudiar. De manera que para las nuevas líneas nos quedaría como se muestra en la Figura 21.

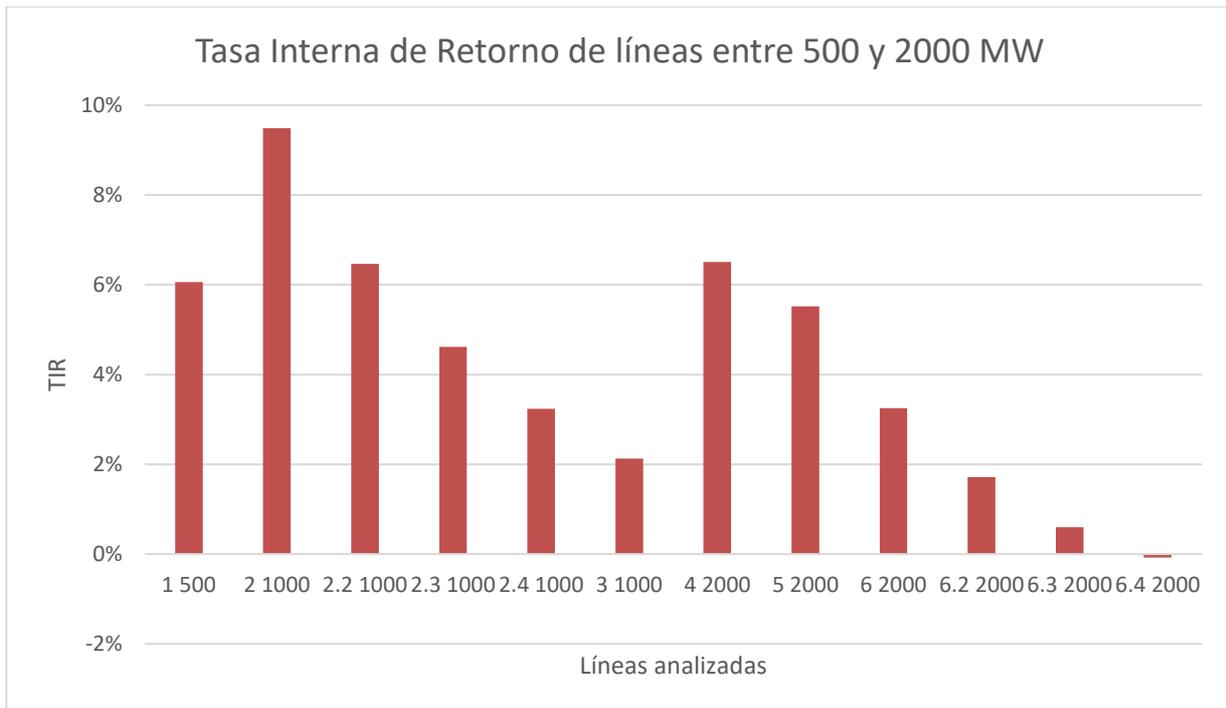


Figura 21: Tasa Interna de Retorno para las líneas entre 500 y 5000 MW

7.2 Variación de años de vida útil

A la hora de obtener los parámetros económicos debemos tener en cuenta el largo periodo de vida que tienen las interconexiones. Por ello, en el capítulo anterior realizamos la actualización de los flujos de caja para 30 años.

En este caso, obtendremos las variables económicas anteriormente calculadas para 20, 25, 35 y 40 años. De manera que se puedan apreciar los cambios que produce la vida útil en la Figura 22. Siendo el más destacados de ellos como al aumentar los años de vida útil, ciertas instalaciones se vuelven más interesantes al volverse positivo su VAN. También se puede observar como algunas interconexiones varían menos su VAN en función de los años de vida útil.

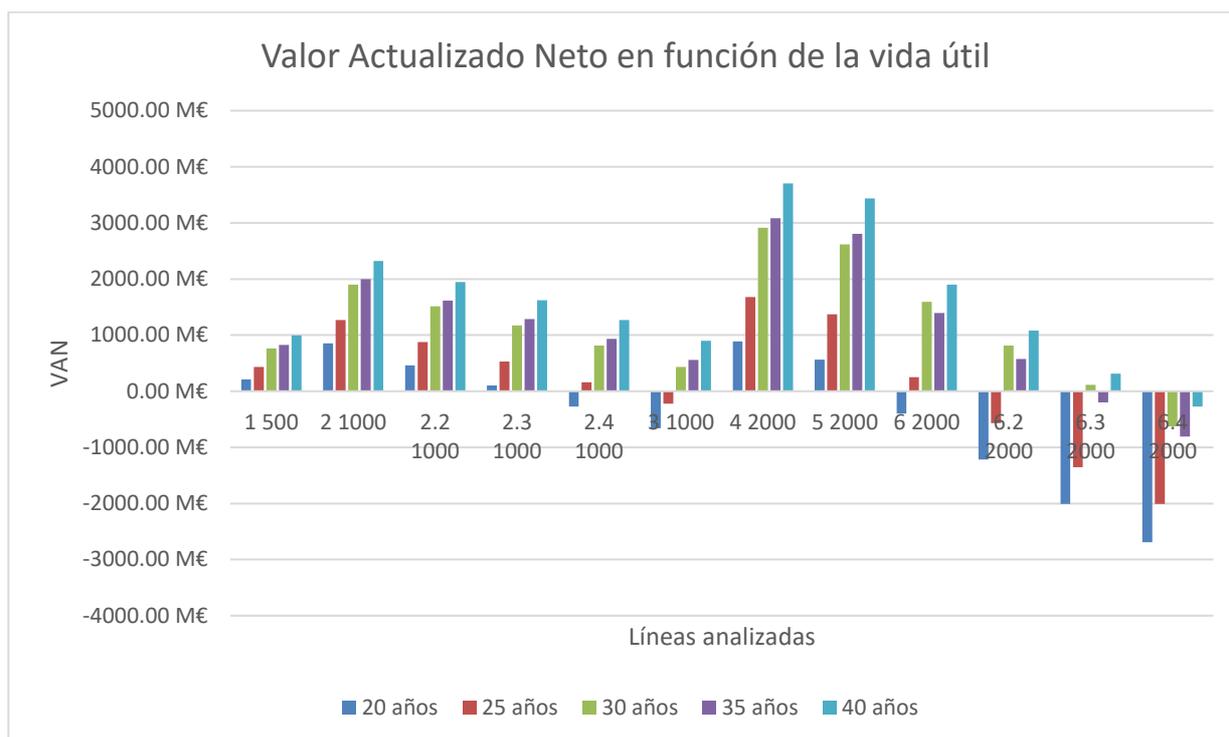


Figura 22: Variación del VAN en función de los años de vida útil para cada línea

7.3 Variación de la tasa de descuento

Por otro lado, está la tasa de descuento que como también se ha visto anteriormente, se ha considerado de un 4% para las instalaciones de energía renovable y de ahorro y eficiencia. Sin embargo, puede verse a continuación como varía la tasa de descuento equivalente y la rentabilidad de las distintas líneas en función de la tasa de descuento que tomará los valores de 2 %, 3 % y 6 %.

De esta manera, las distintas tasas de descuento equivalentes que quedan son -0.28 %, 0.69 % y 3.63 %, dando lugar a los resultados visibles en la Figura 23. De nuevo podemos ver que las menores diferencias al variar la tasa de descuento corresponde a las primeras interconexiones que se muestran en la Figura 23.

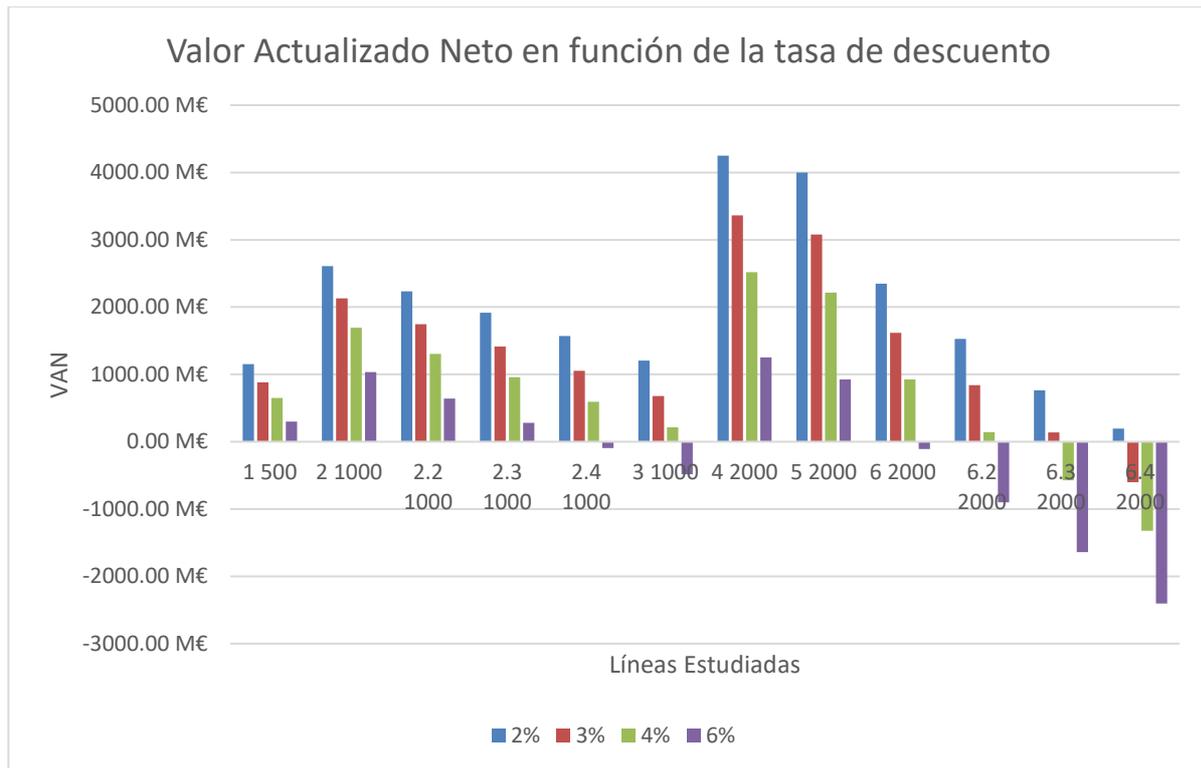


Figura 23: Variación del VAN aplicando la tasa de descuento

7.4 Variación del incremento de precios de la energía

Otro de los parámetros que caracterizan una evaluación económica es el incremento de los precios de la energía para nuestro caso. Debido a que en 2022 hemos tenido un incremento de precios de la energía desorbitados por la difícil situación que viven las economías europeas, ese año no lo hemos tenido en cuenta.

En el capítulo anterior, para obtener el incremento de precios de la energía se realizó una media ponderada del incremento de este en los últimos 10 años. Para el análisis de sensibilidad hemos calculado este valor con una recta de regresión, el valor obtenido es de 1.7 %. Los demás valores utilizados han sido elegidos arbitrariamente siendo 3.5 % y 4.5 %. Los resultados obtenidos se pueden ver en la Figura 24.

A diferencia de los resultados obtenidos en la variación de la tasa de descuento, donde hay una relación inversamente proporcional entre la tasa de descuento y el VAN de la interconexión, para la variación del incremento de precio ocurre lo contrario. Por lo tanto, la relación entre el incremento de precios de la energía y en VAN de nuestra inversión será proporcional ya que si una aumenta la otra también.

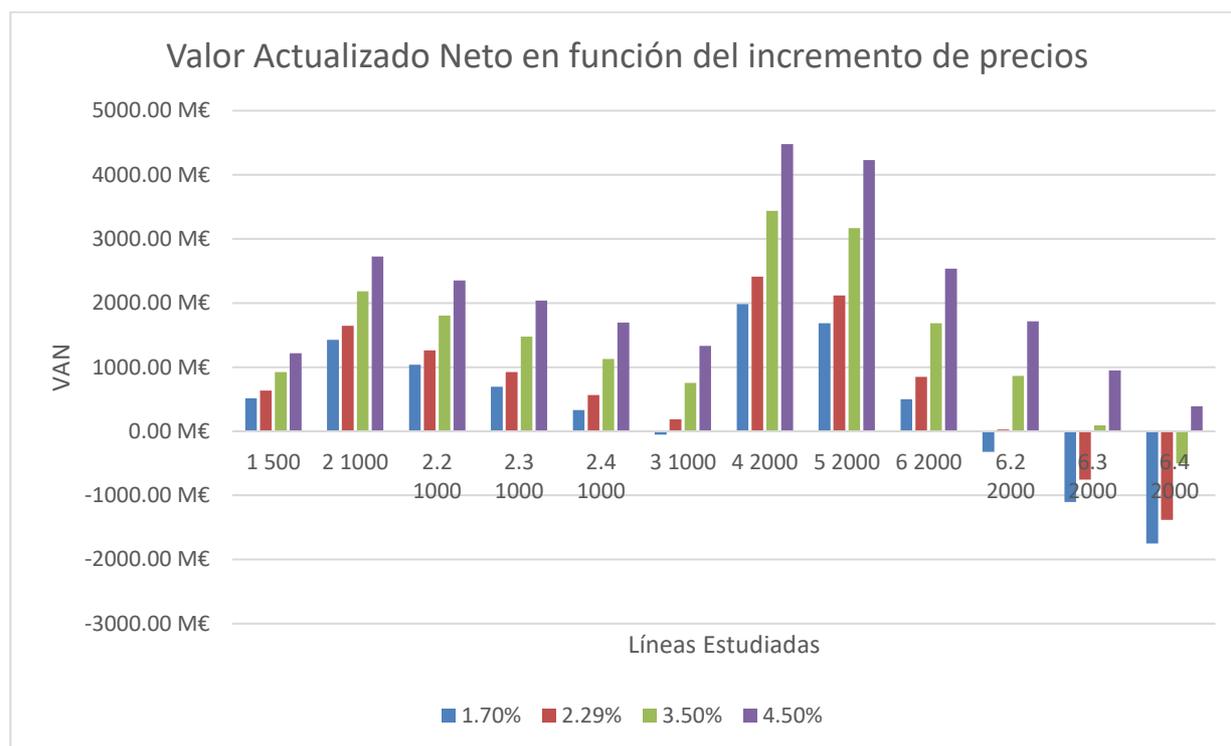


Figura 24: Variación del VAN aplicado del incremento de precios de la energía

7.5 Disminución de los ingresos por el efecto en el precio del intercambio energético

Un detalle que hasta ahora no se ha tenido en cuenta es el efecto que produce sobre cada mercado el intercambio de energía. En cambio, partiendo de una situación inicial en la que tenemos dos curvas de oferta de generación y demanda de consumo, el aumento de la demanda o de la oferta en los mercados pueden producir cambios en el precio de casación como veremos.

En primer lugar, si contemplamos un aumento de la demanda, el efecto que provoca es un desplazamiento de su respectiva curva hacia la derecha. Como la curva de ofertas de producción es el resultado de ordenar las ofertas en orden ascendente, un desplazamiento de la curva de demanda hacia la derecha provocaría un aumento del precio de casación. Esto mismo es lo que podemos ver en la Figura 22, donde las curvas de demanda y generación se encuentran linealizadas. Si en un momento inicial tenemos una cantidad de energía casada a un precio de casación y, posteriormente, la demanda aumenta, la energía casada será mayor pero el precio de casación también lo será. Por otro lado, si en vez de aumentar la demanda lo que se produce es una disminución de esta, la curva se desplazará hacia la izquierda resultando menor energía casada y un precio de casación menor que el inicial.

El otro caso que podemos analizar es el de aumento de la oferta de generación a un precio menor que el de casación. Para ello supongamos la linealización de las curvas como el caso anterior, cerca del punto de casación y el aumento de la oferta a un precio suficientemente bajo. Al contrario que la curva de generación, la curva de demanda es el resultado de ordenar las ofertas de demanda en orden descendente. Por lo que un aumento de la oferta de generación produciría un desplazamiento hacia la derecha del punto de casación y, en esta ocasión, daría lugar a un precio de casación menor para un aumento de la energía casada. En las Figura 25 y 26, se puede ver el efecto sobre el punto de casación de un aumento y una disminución de la oferta de generación.

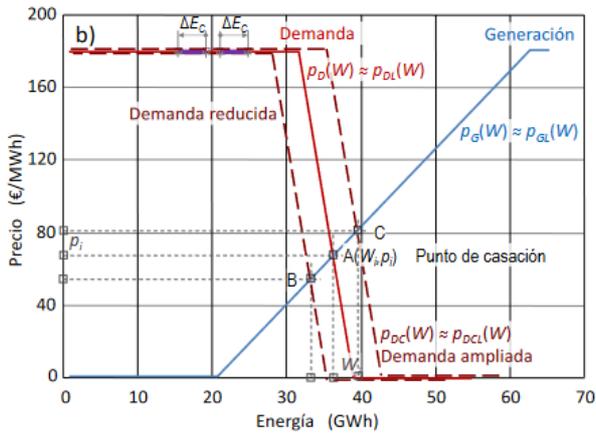


Figura 25: Variación del punto de casación en función de la demanda.

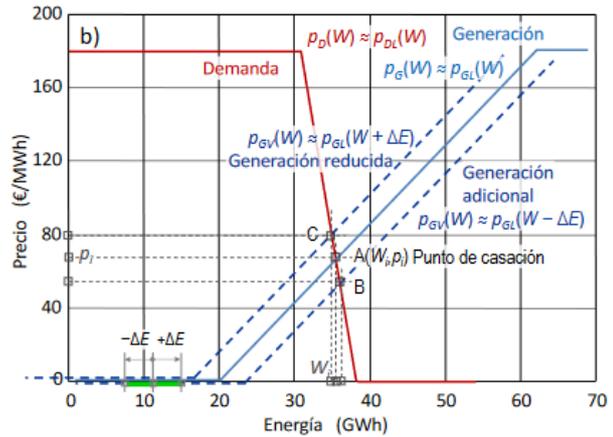


Figura 26: Variación del punto de casación en función de la generación.

En el caso de una interconexión, el efecto que se produciría es una disminución de los flujos de caja anuales, ya que el mercado emisor vería incrementado el precio de la energía por el aumento de la demanda y el mercado receptor vería reducido el precio de casación por el aumento de la oferta. Por lo tanto, la diferencia de precios sería menor y también los beneficios. Este hecho se ha tenido en cuenta reduciendo primero un 5% los flujos de caja de las interconexiones calculadas, después un 10% y un 15%. A continuación, la Figura 27 muestra se puede ver el VAN para todas las líneas con los respectivos cambios realizados.

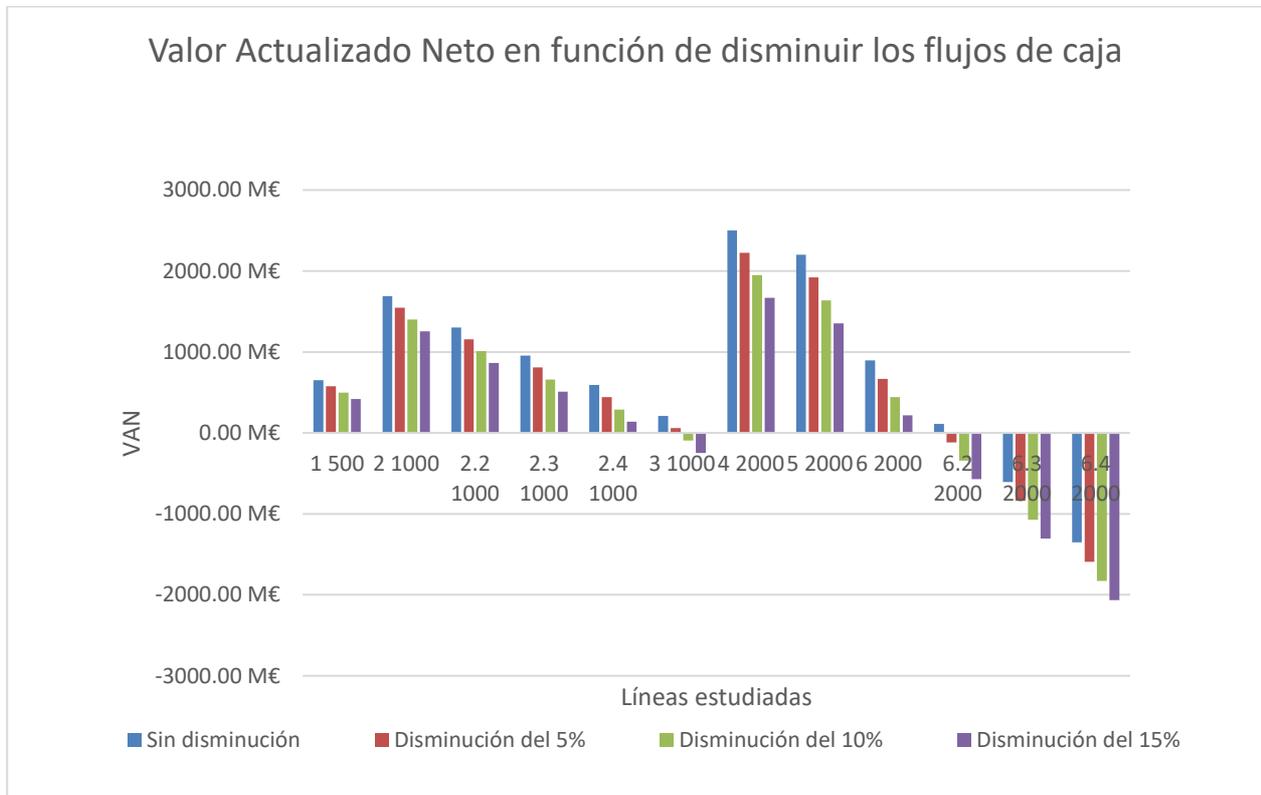


Figura 27: VAN aplicada de la reducción de los flujos de caja.

7.6 Segunda incorporación de nuevas líneas

Como en este mismo capítulo ya hemos visto el caso de variar la sección para una misma potencia, a continuación veremos el otro caso, es decir, fijaremos las secciones. De manera que variaremos la potencia introduciendo un total de 17 interconexiones, aunque algunas de ellas ya las hallamos estudiado en los casos anteriores.

Por lo tanto, las características de las nuevas interconexiones que estudiaremos se pueden ver en la Tabla 15.

Tabla 15: Características nuevas líneas

Caso de interconexión	Nº líneas en paralelo	Potencia, $P_{i,N}$ (MW)	Sección cable, $S_{i,CB}$ (mm ²)	Pérdidas anuales en cable, $P_{i,CB}$ (GWh)	Pérdidas anuales en subestaciones, $P_{i,SB}$ (GWh)	Pérdidas anuales totales, $P_{i,p}$ (GWh)
1	1	500	1000	36	124	160
10	1	700	1000	69	168	237
2	1	1000	1000	136	231	367
11	1	1200	1000	190	269	459
12	1	1500	1000	285	323	608
2.3	1	1000	2000	46	101	147
13	1	1200	2000	152	280	432
14	1	1500	2000	230	339	569
15	1	1700	2000	288	375	663
16	1	2000	2000	388	429	817
17	1	1500	2500	200	348	547
18	1	1700	2500	252	387	639
4	1	2000	2500	338	441	780
19	1	2300	2500	437	495	932
5	1	2000	3000	307	452	759
20	1	2300	3000	395	506	901
21	1	2600	3000	567	642	1209

Para este caso se puede apreciar que se han elegido distintas potencias para la misma sección de un cable y así se pueden estudiar todos los tipos de cable. Haciendo de nuevo el proceso de cálculo visto en los apartados anteriores podemos obtener los resultados de la Tabla 17. Estos mismos resultados se pueden observar en las Figuras 28, 29 y 30, en las cuales se representa el VAN, la TIR y el Payback simple.

Tabla 16: Resultado de las líneas nuevas

Caso de interconexión	Potencia, $P_{i,N}$ (MW)	Sección cable, $S_{i,CB}$ (mm ²)	Coste inicial, $C_{i,0}$ (M€)	Flujo de caja anual FC_i (M€)	VAN_i (M€)	TIR_i (%)	Payback simple, PB_i (años)
1	500	1000	891.08	65.12	1062.58	6%	14
10	700	1000	1012.25	88.60	1645.68	8%	11
2	1000	1000	1194.00	121.25	2443.42	9%	10
11	1200	1000	1315.17	141.38	2926.17	10%	9
12	1500	1000	1496.92	169.28	3581.61	11%	9
2.3	1000	2000	2014.15	125.32	1745.49	5%	16
13	1200	2000	2135.32	147.11	2278.03	6%	15
14	1500	2000	2317.07	177.90	3019.82	7%	13
15	1700	2000	2438.23	197.22	3478.41	7%	12
16	2000	2000	2619.99	224.47	4114.08	8%	12
17	1500	2500	2727.14	182.44	2746.04	5%	15
18	1700	2500	2848.31	202.93	3239.55	6%	16
4	2000	2500	3030.06	232.14	3934.03	7%	15
19	2300	2500	3211.81	259.57	4575.28	7%	14
5	2000	3000	3440.13	237.19	3675.72	6%	13
20	2300	3000	3621.88	266.10	4360.99	6%	15
21	2600	3000	3803.63	293.43	4999.16	7%	14

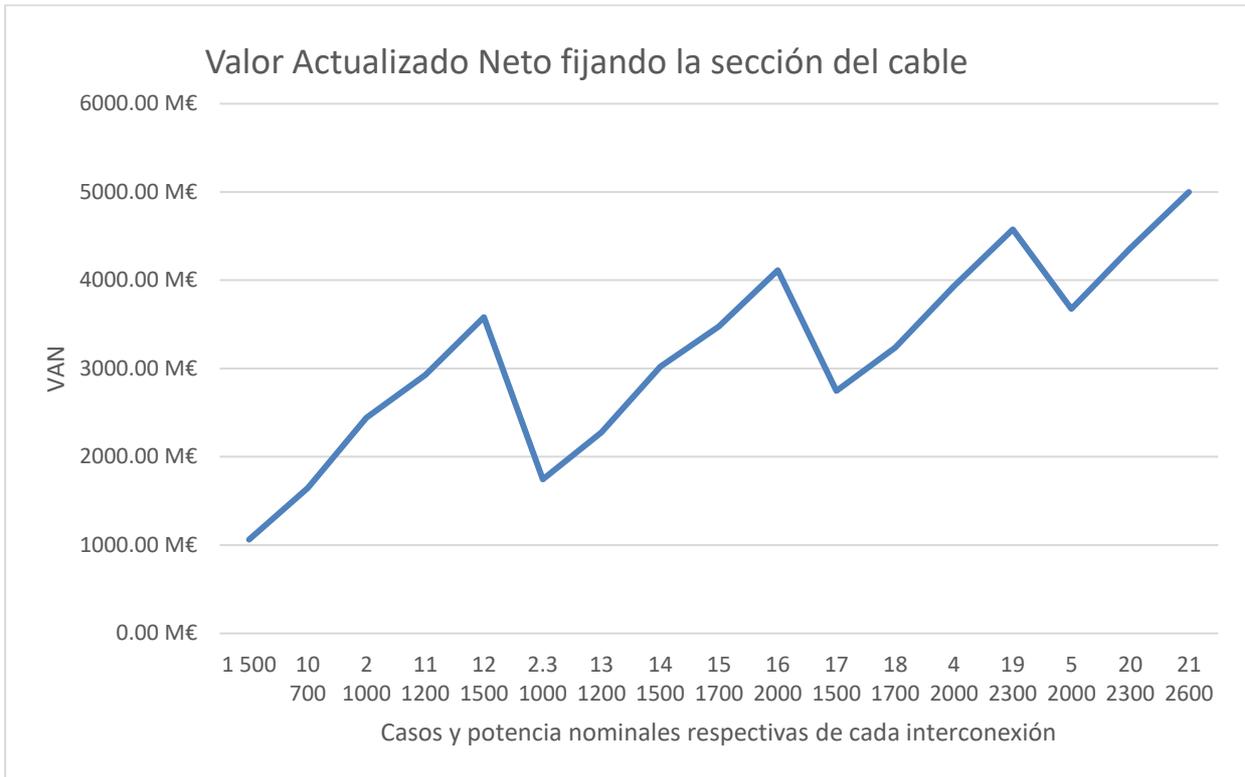


Figura 26: VAN nuevos casos de interconexión obtenidas fijando la sección

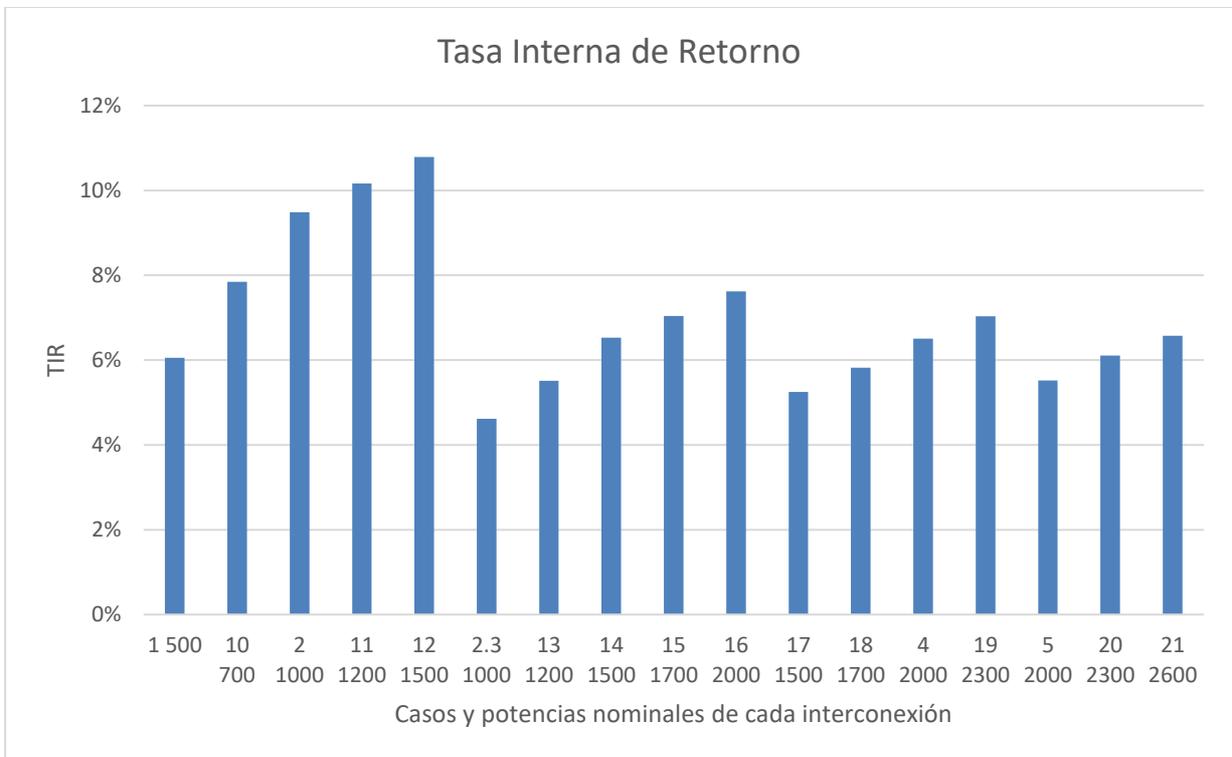


Figura 27: TIR nuevas interconexiones en las que se fijan la sección.

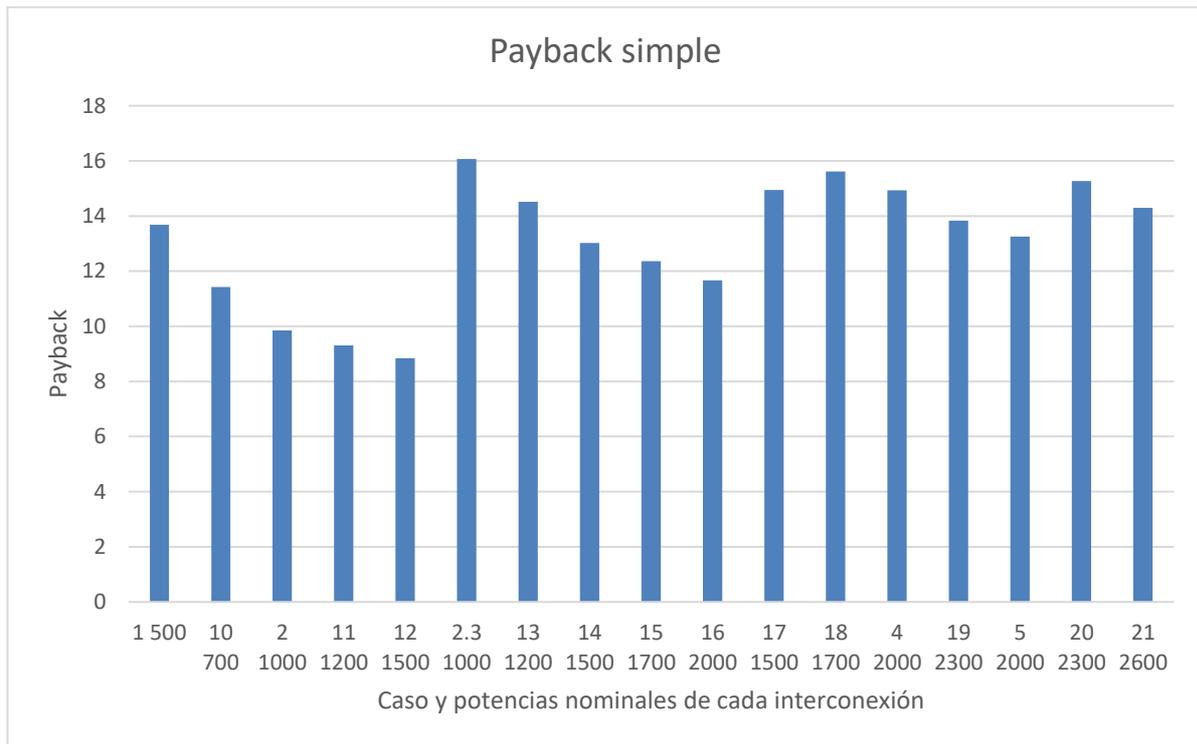


Figura 28: Payback simple nuevas interconexiones obtenidas fijando la sección.

Es fácil apreciar que los resultados a partir de comparar nuevas líneas y variar la potencia fijando las secciones, nos ofrece unos resultados bastante diferentes. Anteriormente cuando fijábamos la potencia, al aumentar la sección se observaba que disminuía el VAN. En esta ocasión, ocurre todo lo contrario, si tienes un cable y le aumentas la potencia hasta la potencia nominal o una potencia cercana a la potencia nominal del cable, el beneficio económico aumenta.

Por lo tanto, en los dos casos de estudio anteriores veíamos como la interconexión número 4 es la que más beneficio económico aportaba. En este caso, la interconexión número 4 ha sido desbancada por la 21. En el apartado siguiente, veremos un poco más a fondo esta cuestión.

8 CONCLUSIÓN

Una vez llegados a este punto, nos queda discutir los resultados obtenidos de los cálculos realizados. Teniendo en cuenta la necesidad por parte de los países europeos de mejorar la eficiencia en el transporte de energía eléctrica y la calidad del suministro, el desarrollo de sistemas para el intercambio de energía entre los distintos países es fundamental. En cambio, la península ibérica por sus características geográficas posee una red eléctrica prácticamente aislada, teniendo aun mayor necesidad de desarrollar infraestructura que acabe con dicha situación.

Entre los distintos proyectos de interconexiones eléctricas que se plantean en la península ibérica, podemos encontrar la interconexión submarina con Gran Bretaña o la interconexión con Italia. Tanto uno como otro requiere salvar grandes distancias, por lo que se ha elegido la tecnología HVDC que en estos casos es más económica que el transporte de energía con corriente alterna de alta tensión, HVAC.

En nuestro proyecto, como hemos elegido estudiar una posible interconexión entre Italia y la península ibérica, nuestro objetivo es averiguar, en primer lugar, si es interesante económicamente llevar a cabo un proyecto de esta envergadura. Además, tenemos el objetivo de dar con las características que debe tener la interconexión entre las dos regiones para que sean lo más económicamente beneficioso posible.

Por otro lado, debemos tener en cuenta las limitaciones encontradas en el desarrollo del trabajo que, como en cualquier proyecto, nos impiden obtener toda la información que nos gustaría. También podemos comentar las líneas de estudio futuras por las cuales el proyecto se podría llevar al siguiente nivel, así como las implicaciones que tendrían para otros proyectos similares la línea de estudio y los resultados obtenidos por el nuestro.

8.1 Viabilidad económica y elección de interconexión

El primero de los objetivos de este trabajo consiste en comprobar que una interconexión entre los mercados eléctricos de Italia y la península Ibérica es viable económicamente, así como de dar a conocer el rango de potencias en el que una interconexión nos puede interesar. Para ello nos fijaremos en que el Valor Actualizado Neto sea mayor que cero entre las interconexiones con potencias desde 500 MW a 5 GW.

Por lo tanto, observando las gráficas de las Figuras 16, 17, 18, podemos comprobar nuestro primer objetivo. Una interconexión entre el mercado eléctrico italiano y el ibérico serían económicamente factibles, aunque solo para una interconexión con potencia entre 500 MW y 5 GW, siendo las interconexiones 2, 4 y 5 las que son más interesante económicamente. El caso de interconexión 2 tiene una capacidad de interconexión de 1 GW y una sección de 1000 mm². El caso 4 y el 5 tienen 2 GW de capacidad y se diferencian porque el cable del primero es de 2500 mm² y el del segundo de 3000 mm². Todos tienen 1 sola línea, es decir dos cables al ser interconexiones bipolares con retorno por tierra. En cuanto al VAN el valor para el caso 2 es mayor de 2400 M€ y para los casos 4 y 5 están cerca de los 4000 M€, siendo el caso 4 el más interesante de los dos. En el caso de la TIR la mayor es la del caso 2 con un 10 % y para el caso 4 es de un 7 %. Estos tres casos de interconexión se caracterizan principalmente por ser los de menor sección para las potencias de 1 y 2 GW.

En segundo lugar, el otro objetivo está en conocer qué interconexión o interconexiones resultan más rentable. Para ello, se ha aumentado el número de interconexiones de estudio introduciendo cables con distintas secciones, además de variar distintos parámetros económicos en el Capítulo 7 para ver como estos afectan a las distintas interconexiones.

Todo ello, nos ha proporcionado el resultado de que la interconexión 21 con una potencia nominal de interconexión de 2600 MW y una sección de cable de 3000 mm^2 es la más interesante económicamente, ya que su VAN como se puede ver en el análisis de sensibilidad. Sin embargo, si nos fijamos en la TIR, veríamos que la línea más interesante sería la 12. La variable más importante es el VAN y siguiente este criterio podríamos elegir la interconexión 21. Sin embargo, teniendo en cuenta que es el proyecto de mayor envergadura y que posiblemente su ejecución sea mucho más difícil de llevar a cabo, el caso de interconexión 12 es la que podríamos elegir como la más interesante. Todo ello dependería de la realización de un estudio de evaluación técnica.

Caso de interconexiones	Potencia, $P_{i,N}$ (MW)	Sección cable, $S_{i,CB}$ (mm ²)	Coste inicial, $C_{i,0}$ (M€)	Flujos de caja, FC_i (M€)	VAN_i (M€)	TIR_i (%)	Payback simple, PB_i (años)
1	500	1000	891.08	65.12	1062.58	6%	14
10	700	1000	1012.25	88.60	1645.68	8%	11
2	1000	1000	1194.00	121.25	2443.42	9%	10
11	1200	1000	1315.17	141.38	2926.17	10%	9
12	1500	1000	1496.92	169.28	3581.61	11%	9
2.3	1000	2000	2014.15	125.32	1745.49	5%	16
13	1200	2000	2135.32	147.11	2278.03	6%	15
14	1500	2000	2317.07	177.90	3019.82	7%	13
15	1700	2000	2438.23	197.22	3478.41	7%	12
16	2000	2000	2619.99	224.47	4114.08	8%	12
17	1500	2500	2727.14	182.44	2746.04	5%	15
18	1700	2500	2848.31	202.93	3239.55	6%	16
4	2000	2500	3030.06	232.14	3934.03	7%	15
19	2300	2500	3211.81	259.57	4575.28	7%	14
5	2000	3000	3440.13	237.19	3675.72	6%	13
20	2300	3000	3621.88	266.10	4360.99	6%	15
21	2600	3000	3803.63	293.43	4999.16	7%	14

Tabla 17: Principales características de las interconexiones estudiadas

8.2 Discusión

En el apartado anterior, hemos comprobado que una interconexión entre los mercados eléctricos italiano e ibérico es viable económicamente, así como averiguado cuales son las características que debe tener la interconexión más interesante. Sin embargo, como todo proyecto de investigación tiene algunas limitaciones a la hora de ser realizado.

En primer lugar, debemos tener en cuenta que este trabajo consiste en la evaluación económica de una interconexión, por lo que se ha descartado el análisis de otros aspectos que también son importantes en la realización de un proyecto de este tipo como son los aspectos políticos o los mediambientales. En la evolución de los mercados eléctricos se ve reflejado la influencia de factores políticos siendo estos difíciles de predecir, por suerte el contexto socioeconómico de ambos mercados conduce a una evolución similar de ambos.

En cuanto a las limitaciones metodológicas, destacan la falta de información precisa sobre costes de los distintos elementos que componen una interconexión. En concreto, hay pocos datos de las subestaciones al tener una tecnología recientemente desarrollada, la VSC, para interconexiones eléctricas de larga distancia, lo que da lugar a que la recta de regresión de la Figura 14 sea poco precisa. Esto se puede ver reflejado en el coeficiente de determinación de dicha recta.

Por último, destacan dos simplificaciones tomadas en la realización de los cálculos. La primera de ellas consiste en que la interconexión trabajaría con un factor de carga del 100 %, aunque esto en la realidad no hay garantía de que sucedería así ya que en muchas ocasiones puede ser más rentable transportar una menor cantidad de energía a un factor de carga menor. La otra simplificación consiste en que la energía casada por el intercambio producido entre los dos mercados no afectaría al precio final de cada uno, lo cual puede ser verdad para interconexiones con pequeña capacidad como es nuestro caso. Para estimar el posible efecto se ha realizado un análisis de sensibilidad reduciendo los beneficios de las distintos casos de interconexión en determinados porcentajes. Por lo tanto, si se tiene en cuenta que cuanto mayor sea la capacidad de transporte de una interconexión, más puede influir en los precios de casación de los mercados que se conectan, puede ocurrir que la interconexión con mayor rentabilidad, el caso 5 deje de serlo.

8.3 Futuras líneas de estudio

Para acabar nuestro trabajo, hablaremos de las futuras líneas de estudio que se pueden desarrollar para un proyecto de estas características. Entre ellas, esta la posibilidad de seguir con una evaluación económica más precisa o centrada en la variación del precio de casación en los mercados involucrados. Por otro lado, la aceptación de un proyecto de este tipo implicaría el estudio del impacto ambiental tanto por los beneficios en reducción de emisiones como en las perturbaciones en el ambiente marino que derivarían de llevar a cabo el proyecto.

Especialmente en el caso de una evaluación económica precisa y detallada, implicaría ponerse en contacto con las empresas proveedoras de los componente de una interconexión eléctrica HVDC para negociar costes, así como ponerse en contacto con instituciones y operadores de redes que ya hayan implementado este tipo de instalaciones en sus mercados de energía eléctrica. Para el caso de Italia, la información de las interconexiones que se encuentran en pleno funcionamiento serían muy útiles.

REFERENCIAS

- [1] “La Unión Europea en la lucha contra el cambio climático.” <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/la-union-europea.html> (accessed Aug. 23, 2023).
- [2] E. Y. Su Relación Con El Mercado Único, “ESTUDIO SOBRE COMPARATIVA DE LOS PRECIOS MIBEL (CONTADO Y PLAZO) CON OTROS MERCADOS”. 2. https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2020/03/20190705SE_ESb.pdf.
- [3] E. Reino, “CONVENIO INTERNACIONAL RELATIVO A LA CONSTITUCIÓN DE UN MERCADO IBÉRICO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA ENTRE EL REINO DE ESPAÑA Y LA REPÚBLICA PORTUGUESA”. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2006-8892>.
- [4] J. M. Roldan-Fernandez, M. Burgos-Payan, J. M. Riquelme-Santos, and A. L. Trigo-Garcia, “Renewables Versus Efficiency. A Comparison for Spain,” *Energy Procedia*, vol. 106, pp. 14–23, 2016, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2016.12.101. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216316599>.
- [5] “mercado_diario_1”. https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo.pdf.
- [6] “DETALLE DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO INTRADIARIO”. <https://www.omie.es/es/publicaciones?page=2>
- [7] “GME - I mercati - Mercato elettrico - MGP, MI, MPEG, MSD.” <https://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/MPE.aspx?filename=MPE.htm&stampa=true> (accessed Aug. 02, 2022).
- [8] “GME’s Markets - Electricity Market - forward electricity market MTE.” <https://www.mercatoelettrico.org/En/Mercati/MercatoElettrico/IIMercatoElettrico.aspx?filename=introduzione.htm&stampa=true> (accessed Aug. 01, 2022).
- [9] OMIE, “Informe Mensual Abril 2021,” 2021. <https://www.omie.es/es/publicaciones?page=2>.
- [10] D. van Hertem, O. Gomis-Bellmunt, and J. Liang, “HVDC grids for transmission of electrical energy: Offshore grids and a future supergrid,” *HVDC Grids for Transmission of Electrical Energy: Offshore Grids and a Future Supergrid*, pp. 1–481, Mar. 2016, doi: 10.1002/9781119115243. <https://ieeexplore.ieee.org/book/7434878>.
- [11] “43 Revista ABB 3/2005 HVDC.”. https://www.researchgate.net/profile/Lennart-Carlsson/publication/28095993_HVDC_un_cortafuegos_contra_las_perturbaciones/links/551ad5600cf2bb7540785b81/HVDC-un-cortafuegos-contra-las-perturbaciones.pdf.
- [12] “Paper The ABCs of HVDC Transmission Technology”. <https://ieeexplore.ieee.org/book/5681191>.
- [13] C.-Ki. Kim, *HVDC transmission : power conversion applications in power systems*. IEEE Press, 2009. <https://ieeexplore.ieee.org/book/5681191>.
- [14] A. Kalair, N. Abas, and N. Khan, “Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1653–1675, Jun. 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2015.12.288. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032115016718>.
- [15] “It’s time to connect.” <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=POW-0038&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch&DocumentRevisionId=H> (accessed Jun. 09, 2022).
- [16] M. Ardelean and P. M. Forename, “HVDC Submarine Power Cables in the World State-of-the-Art Knowledge,” 2015, doi: 10.2790/023689. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC97720>

- [17] D. Research and R. Irnawan, “Springer Theses Recognizing Outstanding Ph Planning and Control of Expandable Multi-Terminal VSC-HVDC Transmission Systems”, Accessed: Jun. 27, 2022. [Online]. Available: <http://www.springer.com/series/8790>
- [18] N. SobhySDessouky, “Power Systems Design and Implementation offVoltage Source Converters in HVDC Systems”, Accessed: Jun. 27, 2022. [Online]. Available: <http://www.springer.com/series/4622>
- [19] O. E. Oni, I. E. Davidson, and K. N. I. Mbangula, “A review of LCC-HVDC and VSC-HVDC technologies and applications,” *EEEIC 2016 - International Conference on Environment and Electrical Engineering*, Aug. 2016, doi: 10.1109/EEEIC.2016.7555677. <https://ieeexplore.ieee.org/document/7555677>.
- [20] H. Ghorbani, M. Jeroense, C. O. Olsson, and M. Saltzer, “HVDC cable systems - Highlighting extruded technology,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 1, pp. 414–421, 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2278717. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6662495>.
- [21] G. Chen, M. Hao, Z. Xu, A. Vaughan, J. Cao, and H. Wang, “Review of high voltage direct current cables,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 1, no. 2, pp. 9–21, Jul. 2015, doi: 10.17775/CSEEJPES.2015.00015. <https://ieeexplore.ieee.org/document/7160636>.
- [22] “Project 282-ASEI: Abengoa Southern Europe Interconnection”. <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/TYNPD%202016/projects/P282.pdf>.
- [23] A. Gustafsson, M. Saltzer, A. Farkas, H. Ghorbani, T. Quist, and M. Jeroense High Voltage Cables, “The new 525 kV extruded HVDC cable system World’s most powerful extruded cable system,” 2014. <https://resources.news.e.abb.com/attachments/published/12792/en-US/D6D3A232A090/The-new-525-kV-extruded-HVDC-cable-system-White-PaperFINAL.pdf>.
- [24] M. Barnes and A. Beddard, “Voltage Source Converter HVDC Links-The state of the Art and Issues Going Forward peer-review under responsibility of [name organizer],” *Energy Procedia*, vol. 24, pp. 108–122, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.06.092. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212011320>.
- [25] J. Gordonnat and J. Hunt, “Subsea cable key challenges of an intercontinental power link: case study of Australia–Singapore interconnector,” *Energy Transitions*, vol. 4, no. 2, pp. 169–188, Dec. 2020, doi: 10.1007/s41825-020-00032-z. https://www.researchgate.net/publication/348315223_Publisher_Correction_to_Subsea_cable_key_challenges_of_an_intercontinental_power_link_case_study_of_Australia-Singapore_interconnector.
- [26] J. C. House, “NGET/SPTL-Western HVDC Link-UK Construction Project Profile,” 2016. <https://www.proquest.com/docview/1861449015?accountid=14744&pq-origsite=primo>.
- [27] “Interconnessione HVDC Italia-Montenegro ANALISI COSTI-BENEFICI DEL SECONDO POLO DELL’ INTERCONNESSIONE HVDC ITALIA-MONTENEGRO (Incluso nell’ Investimento 401-P del Piano di Sviluppo 2018)”, Accessed: Jul. 15, 2022. [Online]. Available: www.entsoe-e.eu;
- [28] “Prysmian, New Contract Worth Around EUR 550 M For An HVDC Submarine Interconnector Between Norway And The UK; With A Total Route Length Of About 740 Km The NSN Link Will Be The Longest HVDC Subsea Cable Interconnection Ever Installed; Prysmian’s Strong Reputation And Trust In The Group’s Project Execution Capabilities Reconfirmed By This Award - ProQuest.” <https://www.proquest.com/docview/1695953226?accountid=14744&pq-origsite=primo> (accessed Jul. 15, 2022).
- [29] “SAPEI HistoriayDescripción.” <https://hmong.es/wiki/SAPEI> (accessed Jul. 15, 2022).
- [30] “International connections.” <https://www.tennet.eu/our-projects/international-connections> (accessed May 11, 2023).
- [31] L. Meeus, K. Purchala, and R. Belmans, “NorNed submarine HVDC cable”, Accessed: May 11, 2023. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/266296013>
- [32] “NorNed Auction - 080506 The longest electricity cable in the world is operational.” <https://web.archive.org/web/20110727130201/http://www.norned->

- auction.org/news/newsitems/The_longest_electricity_cable_in_the_world_is_operational.aspx (accessed May 11, 2023).
- [33] “Statnett - The NorNed project.” <https://web.archive.org/web/20070625104411/http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1408> (accessed May 11, 2023).
- [34] “Work to start on longest undersea power link - ProQuest.” <https://www.proquest.com/docview/218370424?parentSessionId=EgQCqnxpdy0NVI3VuVkPx5veNAXa3eNt7VRjuv1OyMU%3D&pq-origsite=primo&accountid=14744> (accessed May 11, 2023).
- [35] “Electricity Ten Year Statement Appendix E-Technology Sheets Contents.” [Online]. Available: <http://www.abb.co.uk/industries/ap/db0003db004333/8b74a5fe4cc03e44c125777c003f3203.aspx>
- [36] “Skagerrak The Next Generation.” <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK10103A1362&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> (accessed Sep. 19, 2022).
- [37] “Finland: Key Nordic power cable project receives EUR 150 million in EIB funding.” <https://www.eib.org/en/press/all/2010-212-key-nordic-power-cable-project-receives-eur-150-m-in-eib-funding> (accessed May 11, 2023).
- [38] “Fingrid Fenno Skan 2 Cable TEN-E.” <https://www.eib.org/en/projects/pipelines/all/20090784> (accessed May 11, 2023).
- [39] “en_2006-400M-contract-Italy.html | Prysmian Group.” https://uk.prysmiangroup.com/en_2006-400M-contract-Italy.html (accessed Jul. 15, 2022).
- [40] N. Link Ltd, “Prepared by TEP for Design and Access Statement for UK Onshore Elements of the UK-Norway (NSN Link),” 2014. https://www.northsealink.com/media/1115/v12_design-and-access-statement_2336064.pdf.
- [41] “ABB recibe un pedido de 450 millones de dólares para la interconexión eléctrica HVDC entre Noruega y Reino Unido.” <https://new.abb.com/news/es/detail/36946/abb-recibe-un-pedido-de-450-millones-de-dolares-para-la-interconexion-electrica-hvdc-entre-noruega-y-reino-unido> (accessed Jul. 15, 2022).
- [42] “NordLink in operation | Statnett.” <https://www.statnett.no/en/about-statnett/news-and-press-releases/news-archive-2021/nordlink-in-operation2/> (accessed May 11, 2023).
- [43] “NORDLINK Pioneering VSC-HVDC interconnector between Norway and Germany Magnus Callavik *, Global Technology Manager Grid Systems Peter Lundberg, Global Product Manager HVDC Light Ola Hansson, Global Product Manager High Voltage Cables ABB Power Systems, Grid Systems”. <https://library.e.abb.com/public/aaa99cf7067cd258c1257e0d002c9a7b/Nordlink%20White%20Paper%20from%20ABB.pdf>.
- [44] “ABB gana un contrato de 900 millones de dólares para conectar las redes eléctricas de Noruega y Alemania.” <https://new.abb.com/news/es/detail/36959/abb-gana-un-contrato-de-900-millones-de-dolares-para-conectar-las-redes-electricas-de-noruega-y-alemania> (accessed Jun. 14, 2023).
- [45] “Análisis | ESIOS electricidad · datos · transparencia.” https://www.esios.ree.es/es/analisis/600?vis=1&start_date=01-01-2021T00%3A00&end_date=31-12-2022T23%3A55&compare_start_date=02-01-2020T00%3A00&groupby=year&compare_end_date=31-12-2021T23%3A55# (accessed Jul. 27, 2023).
- [46] “Statistics | Eurostat.” <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00117/default/table?lang=en> (accessed Aug. 02, 2023).
- [47] E. Press, “El Gobierno prevé una inversión de 6.964 millones en la red de transporte eléctrica hasta 2026”, Accessed: Aug. 02, 2023. [Online]. Available: <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-inversion-red-transporte-electrica-2026-alcanzara-6964-millones-20220224172541.html>

GLOSARIO

Bi, h. Beneficio obtenido de la diferencia de ingresos y pérdidas económicas por hora
C0. Coste inicial
deq. Tasa de descuento equivalente
Ltot. Pérdidas de energía totales
 Δ ce. Incremento de precios
AC. Corriente Continua
ASEI. Abengoa Southern Europe Interconnection
CFi. Flujos de caja
CSC. Current Source Converter
d. Tasa de descuento
EUPHEMIA. Algoritmo para la casación del mercado diario
GEI. Gases de efecto invernadero
GME. Gestore dei Mercati Energetici
HVDC. High Voltage Direct Current, High Voltage Direct Current
IGBT. Transistor Bipolar de Pueta Aislada
km. kilometros
kV. Kilovoltio
LCC. Lined-commuted Converter
MGP. *Mercato del Giorno Prima*
MI. Mass imprenated cable, Mercato Infragiornaliero
MIBEL. Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica
MPE. Mercato elettrico a pronti
MWh. Megavatio hora
OMIE. Operador del Mercado Ibérico de la Energía
PCR. Price Coupling of Region
PUN. Prezzo Unico Nazionale
TIR. Tasa Interna de Retorno
UE. Unión Europea
VAN. Valor Actualizado Neto, Valor Actualizado Neto
VSC. Self-Commuted Voltage Source Converter
XLPE. Polietileno reticulado
 Ω . Ohmios