

Trabajo Fin de Máster  
Máster Universitario en Sistemas de Energía Eléctrica

POSIBILIDAD DE REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS  
ELÉCTRICAS AÉREAS PARA LA FUTURA SUPERRED  
EUROPEA

Autor: Borau Rumbao, Miguel.

Tutores: Cruz Romero, Pedro L.

De la Villa Jaén, Antonio.

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

Sevilla, 2016





## Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Sistemas de Energía Eléctrica

# POSIBILIDAD DE REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS ELÉCTRICAS AÉREAS PARA LA FUTURA SUPERRED EUROPEA

Autor:

Miguel Borau Rumbao

Tutores:

Pedro L. Cruz Romero

Antonio De La Villa Jaén

Dep. de Ingeniería Eléctrica

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016



Trabajo Fin de Máster: POSIBILIDAD DE REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS ELÉCTRICAS  
AÉREAS PARA LA FUTURA SUPERRED EUROPEA

Autor: Miguel Borau Rumbao  
Tutores: Pedro L. Cruz Romero  
Antonio De La Villa Jaén

El tribunal nombrado para juzgar el Trabajo Fin de Máster arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2016

El Secretario del Tribunal



# AGRADECIMIENTOS

---

A mis tutores, Pedro Cruz Romero y Antonio de la Villa Jaén. Por dedicarme todo su tiempo para guiarme en la realización del Trabajo Fin de Máster, resolviéndome todas las dudas en cualquier momento y de cualquier forma, solventando las limitaciones que conllevan realizar el mismo desde la distancia.

A la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Sevilla, y en especial al Departamento de Ingeniería Eléctrica. Por haber cumplido con creces el objetivo de mi formación académica y por enseñarme que cualquier objetivo es posible si se afronta con el suficiente empeño y esfuerzo.

A mis padres y abuelos. Por ser los responsables de mi formación personal, por permitirme llegar hasta aquí e inculcarme los valores que siempre intento seguir: bondad, generosidad, respeto, humildad, sacrificio, superación y perseverancia, entre muchos otros.

A mis hermanas y sobrinas. A las primeras, por ayudarme siempre que lo he necesitado y ser un apoyo en todas las etapas de mi vida; a las segundas, por ser unas de las mayores alegrías de mi vida y de toda mi familia.

A Carmen, mi futura esposa. Por su amor y alegría. Sin su compañía y apoyo, no me hubiese sido posible superar todos los retos que me he propuesto en los últimos seis años.

A mis amigos. Por su fidelidad desde que éramos niños y por estar presentes en todos los momentos de mi vida.

A Dios. Por estar siempre presente en mi vida y ayudarme en todo momento.

Gracias a todos.



## RESUMEN

---

El actual sistema de transporte europeo se enfrenta a un gran desafío a largo plazo: la integración de la mayor cantidad posible de energía renovable y, para ello, se están estudiando diversas alternativas. Una de ellas es la creación de una superred, para lo que resulta indispensable una repotenciación del sistema de transporte actual. En un continente con tanta población como el europeo, se encuentran muchas dificultades para la construcción de nuevas líneas de transporte, por lo que una de las premisas de esta repotenciación es el máximo aprovechamiento posible de la infraestructura actual. Además, en la actualidad, las posibilidades de realizar grandes inversiones son reducidas, por lo que se debe buscar una alternativa que sea económicamente competitiva. El aprovechamiento de la infraestructura actual también conllevaría una reducción importante de la inversión. Desde este Trabajo Fin de Máster, se proponen tres configuraciones para llevar a cabo la repotenciación.



# ABSTRACT

---

The existing European transmission system is facing a long-term challenge: the integration of the maximum amount of renewable energy. For that purpose, several alternatives are being studied. One of them is the establishment of a supergrid, being necessary an upgrading of the current transmission system. In Europe, where a lot of people live, many difficulties for the creation of new transmission lines are found, so one of the basic premises for this upgrading is the maximum possible use of the current infrastructure. In addition, nowadays, possibilities of large investments are reduced, so it is necessary to find an economically viable alternative. The current infrastructure use would also lead to an important reduction of the investment. From this Thesis, three possible configurations to implement the upgrading are presented.



# ÍNDICE

---

AGRADECIMIENTOS.....	7
RESUMEN.....	9
ABSTRACT .....	11
ÍNDICE.....	13
ÍNDICE DE FIGURAS.....	15
ÍNDICE DE TABLAS.....	17
Capítulo 1: INTRODUCCIÓN.....	19
1. Alcance de este Trabajo Fin de Máster .....	19
2. Situación actual red europea.....	19
3. ¿Por qué la superred?.....	20
4. Diferentes alternativas .....	21
Capítulo 2: TIPOS DE REPOTENCIACIONES .....	25
1. Principios básicos.....	25
2. Opciones de repotenciación.....	29
2.1 Repotenciación por intensidad .....	29
2.2 Repotenciación por tensión .....	33
2.3 Otras opciones de repotenciación. ....	34
Capítulo 3: ESTADO DEL ARTE .....	41
1. Tecnologías HVAC y HVDC presentes en el mundo.....	41
2. Diferentes casos de repotenciaciones en el mundo .....	53
Capítulo 4: REPOTENCIACIÓN PROPUESTA .....	59
1. Análisis económico .....	62
2. Limitaciones mecánicas.....	76
3. Impacto en la servidumbre de paso y preocupaciones medioambientales .....	84
3.1. Impacto en la servidumbre paso.....	84
3.2. Preocupaciones medioambientales.....	87
4. Acoplamiento entre líneas, efecto corona y ruido audible.....	88
5. Mantenimiento.....	92
Capítulo 5: ANÁLISIS DEL COSTE DE NUESTRAS ALTERNATIVAS DE REPOTENCIACIÓN. ....	94
1. Instalar un módulo adicional y usar tecnología HVAC .....	95

2. Instalar un módulo adicional y usar tecnología HVDC .....	101
3. Opción híbrida: HVAC y HVDC .....	106
4. Comparación.....	113
Capítulo 6: CONCLUSIONES .....	118
Bibliografía.....	121
APÉNDICE I: Costes de material (IMEDEXSA) .....	127
APÉNDICE II: Estimación del peso del apoyo y del módulo adicional .....	131
Alternativa 1.....	131
Alternativa 2.....	134
Alternativa 3.....	136

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1: Coste en función de la distancia de transporte.....	22
Figura 2: Esquema VSC .....	23
Figura 3: Equivalente en $\pi$ de cada fase de una línea de transporte .....	25
Figura 4: Circuito equivalente simplificado de una línea de transporte .....	26
Figura 5: Aplicación del haz expandido y HSIL-EXB .....	32
Figura 6: Aislador con forma de V .....	34
Figura 7: Esquema conversión doble circuito AC a sistema híbrido AC – DC.....	35
Figura 8: Dimensiones (m) utilizadas en el estudio de[24] .....	36
Figura 9: Línea híbrida creada con el reordenamiento de los conductores.....	36
Figura 10: Capacidad de transferencia de la línea reconvertida. Alternativas AC y DC a diferentes tensiones .....	38
Figura 11: Distancias eléctricas para distintas sobretensiones.....	40
Figura 12: Curvas de coste de las tecnologías HVAC y HVDC.....	41
Figura 13: Configuración típica de un terminal del convertidor VSC .....	44
Figura 14: Sistema multiterminal simple.....	44
Figura 15: Red de líneas DC independiente .....	45
Figura 16: Red mallada DC con conexiones entre los sistemas AC y DC.....	45
Figura 17: Sistema DC mallado con convertidores adicionales.....	46
Figura 18: SouthWest Link.....	48
Figura 19: BorWin2 .....	49
Figura 20: Interconexión Francia - España. Año 2015.....	50
Figura 21: Caprivi Link Interconnector .....	50
Figura 22: NordLink .....	51
Figura 23: North Sea Link .....	52
Figura 24: Configuración punto a punto o radial .....	55
Figura 25: Configuración multiterminal o mallada.....	55
Figura 26: Línea aérea de 600 km. Circuito simple 500 kV AC. 2.000 MW .....	56
Figura 27: Línea aérea de 600 km. Doble circuito 500 kV AC. 4.000 MW.....	56
Figura 28: Línea aérea de 600 km. LCC HVDC $\pm$ 500 kV. 3.000 MW.....	57
Figura 29: Cable subterráneo de 600 km. LCC $\pm$ 500 kV HVDC. 2.000 MW .....	57
Figura 30: Comparación del precio por MW para una línea de 600 km .....	58
Figura 31: Esquema del proyecto BEST PATHS, coordinado por REE.....	60
Figura 32: Resultado de la estrategia 1 .....	61
Figura 33: Resultado de la estrategia 2 .....	61
Figura 34: Árbol de cargas para una torre estándar para una línea de alta tensión ....	77
Figura 35: Aislador de material compuesto .....	82
Figura 36: Proyecto de aislamiento para una torre de 420 kV.....	84
Figura 37: Espaciador situado en una línea repotenciada desde 245 a 420 kV .....	84
Figura 38: Esquema de la servidumbre de paso.....	85

Figura 39: Acoplamiento de los sistemas DC - AC en relación al gradiente superficial de los conductores .....	88
Figura 40: Ruido audible de la configuración original AC.....	91
Figura 41: Configuraciones propuestas para la red híbrida AC – DC .....	91
Figura 42: Niveles de ruido audible para las configuraciones propuestas.....	92
Figura 43: Esquema del módulo superior.....	96
Figura 44: Pérdidas en la línea.....	100
Figura 45: Costes de la alternativa 1 sin subestaciones .....	101
Figura 46: Costes de la alternativa 2 sin estaciones convertidoras .....	105
Figura 47: Conversión de sistema HVAC a híbrido .....	107
Figura 48: Costes de la alternativa 3 sin subestaciones .....	111
Figura 49: Desglose de costes de las alternativas presentadas. 0 subestaciones.....	114
Figura 50: Costes de las alternativas con 2 subestaciones / estaciones convertidoras	115
Figura 51: Costes de las alternativas con 3 subestaciones / estaciones convertidoras	116
Figura 52: Costes de las alternativas con 2 subestaciones - 600 km.....	116
Figura 53: Costes de las alternativas con 2 subestaciones - 2.000 km.....	117

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1: Parámetros típicos de algunas líneas de transporte (60 Hz).....	26
Tabla 2: Capacidades de línea basadas en los datos de la tabla 1 .....	27
Tabla 3: Métodos de repotenciación por intensidad .....	29
Tabla 4: Métodos de repotenciación por tensión .....	30
Tabla 5: Configuraciones de haz para aumentar la capacidad de transferencia .....	32
Tabla 6: Líneas HVAC activas en China .....	42
Tabla 7: Líneas HVDC activas en China .....	42
Tabla 8: Resumen de la sección 1.....	52
Tabla 9: Pesos espaciales utilizados .....	60
Tabla 10: Costes de inversión: materiales.....	66
Tabla 11: Costes de mano de obra: estudios y diseños .....	66
Tabla 12: Costes de mano de obra: montaje y desmontaje.....	67
Tabla 13: Costes de mano de obra: revisiones e inspecciones .....	67
Tabla 14: Parámetros utilizados en el cálculo de la distancia entre conductores .....	80
Tabla 15: Distancias de seguridad calculadas según RD 223/2008.....	80
Tabla 16: Servidumbre de paso en función del nivel de tensión .....	85
Tabla 17: Propuestas para la configuración de los conductores en un sistema híbrido	90
Tabla 18: Capacidad de transporte límite en estos circuitos .....	90
Tabla 19: Aumento de capacidad logrado.....	90
Tabla 20: Pesos estimados de la estructura – alternativa 1.....	96
Tabla 21: Pesos estimados de la estructura – alternativa 2.....	102
Tabla 22: Resultados simulación para $\delta_2 = 60^\circ$ .....	113
Tabla 23: Precios obtenidos de la base de datos de IMEDEXSA .....	127
Tabla 24: Precio de mano de obra obtenido de la base de datos de IMEDEXA.....	129
Tabla 25: Otros precios de mano de obra obtenidos de la base de datos de IMEDEXSA .....	129



# Capítulo 1: INTRODUCCIÓN

---

## 1. Alcance de este Trabajo Fin de Máster

Con el objetivo de integrar la mayor cantidad posible de energía renovable en el sistema de transporte europeo, se deben realizar modificaciones en el mismo. Debido a la situación económica actual, las posibilidades de realizar grandes inversiones son reducidas, por lo que se debe buscar una alternativa que sea económicamente competitiva. Además, en un continente con tanta población como el europeo, también se encuentran muchas dificultades para la construcción de nuevas líneas de transporte.

La potencia estimada que se inyectaría en el futuro debido a la integración de las distintas fuentes renovables en Europa es de 1 GW. Para favorecer la integración de esta energía, una posible solución es la creación de una superred, para la que resulta indispensable llevar a cabo una repotenciación del sistema de transporte.

Desde este Trabajo Fin de Máster, se proponen tres configuraciones para llevar a cabo dicha repotenciación. En las tres configuraciones propuestas se ha tratado de reaprovechar lo máximo posible la infraestructura del sistema de transporte actual, reduciendo de esta forma la inversión que habría que realizar.

## 2. Situación actual red europea

Los sistemas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica han evolucionado mucho a lo largo de la historia. Las primeras redes de distribución, tanto en Estados Unidos como en Europa, funcionaban con corriente continua y a baja tensión. Como es bien sabido, la utilización de la corriente alterna y la aparición del transformador supusieron una revolución, puesto que permitió el transporte de electricidad a unas tensiones más elevadas, disminuyendo de esta forma las pérdidas. Durante el siglo XX, la tecnología hegemónica en el transporte de electricidad fue la alterna, pero se siguieron investigando los sistemas de transporte en corriente continua, hasta que hoy ambas tecnologías están presentes en las redes eléctricas.

El uso de una tecnología u otra depende de la viabilidad técnica, económica y ambiental de cada una [7]. En el caso de que se requiera conectar dos sistemas que funcionan a diferente frecuencia (asíncronos), es necesario usar la tecnología HVDC (*High Voltage Direct Current*). Además, la tecnología HVDC tiene la ventaja de poder transmitir la potencia de una manera casi constante, al contrario que sucede con la tecnología HVAC (*High Voltage Alternating Current*) a consecuencia de la potencia reactiva. Además, la tecnología alterna puede presentar inestabilidades de tensiones debido al desfase que produce el efecto inductivo de las líneas o cables en los extremos de la transmisión. Por este motivo, es necesaria la compensación de reactiva

para poder mantener la tensión deseada en ambos extremos de la línea. Cuanto mayor es la distancia, mayor es la necesidad de compensación de reactiva.

A pesar de las ventajas mencionadas en favor de la tecnología HVDC, siguen existiendo factores que justifican la opción HVAC en muchas aplicaciones. Las principales dificultades que encuentra la tecnología HVDC son la operación de las redes malladas en continua, la dificultad para instalar protecciones, para transformar tensiones de corriente continua y el elevado coste de las estaciones de transformación.

Para tener una aproximación de la potencia instalada y del volumen de energía en Europa, se presentan los siguientes datos:

En Europa, según un informe presentado en 2015 por parte de Euroelectric [10], la capacidad total es de unos 1.100 GW, de los cuales unos 108 GW son en nuestro país. El volumen de energía que se maneja es de unos 3.500 TWh al año.

Actualmente, el 56 % de la electricidad es generada con tecnologías bajas en carbono, como la tecnología nuclear y, por supuesto, las diferentes tecnologías renovables. En 2013, el 72,5 % de la potencia instalada en Europa fue de tecnología renovable. Para 2020, se espera que haya una potencia instalada de eólica alrededor de 18,9 %. Para ello, se están instalando muchos parques eólicos, tanto *offshore* como *onshore*, de hecho el 44 % de la potencia instalada en 2015 fue eólica.

Además de los datos presentados, hay que tener presente que en los próximos años se necesitará una cantidad de energía mucho mayor que la actual, ya que se estiman otros 800 TWh al año, debido al auge del vehículo eléctrico.

### 3. ¿Por qué la superred?

La superred es la solución que permitiría la integración masiva de energía renovable en el sistema eléctrico europeo. Especialmente en Europa parece una solución muy interesante, debido a la gran cantidad de fuentes renovables que hay disponibles, pero que se encuentran geográficamente muy distanciadas (a menudo *offshore*). La superred conectaría diferentes fuentes de energía, lejanas unas de las otras, a la red existente, al mismo tiempo que ofrecería un control adicional.

Las fuentes de energía renovable, normalmente, tienen una generación variable e impredecible. Equilibrarlas es uno de los retos más importantes para su integración en la red. El segundo reto es transportar la energía desde los lugares remotos donde se producen hasta los centros de consumo. El transporte de energía para distancias tan grandes cargaría aún más el ya sobrecargado sistema de transporte europeo. Además, por la imprevisibilidad de las renovables, se necesitarían más líneas para la misma cantidad de energía. Sin embargo, las inversiones en sistemas de

transporte, especialmente para nuevas líneas, se han limitado en la parte más poblada de Europa, principalmente por razones ambientales, de salud o políticas.

La futura superred, o un nuevo esqueleto para el sistema de transporte, tiene potencial para solucionar los problemas mencionados. La superred ofrece un equilibrio mediante la dispersión geográfica, que se consigue conectando las energías de distintas tecnologías – solar, eólica e hidráulica-. La variabilidad de producción de estas energías se puede reducir por la correlación entre ellas. La energía eólica del norte de Europa se podría equilibrar con la eólica de España o la solar del Sahara. Lo que quede por equilibrar se puede conseguir con la energía hidráulica, posiblemente de Escandinavia o de los Alpes. Incluso se podría permitir la conexión de energía geotérmica de Islandia. Como vemos, el resultado sería un mayor porfolio de energía de diferente procedencia. Además, incrementaría la seguridad de la red.

El proyecto de la Unión Europea, BEST PATHS, se está desarrollando para dar solución a los desafíos que conlleva la creación de la superred. En este proyecto participan cuarenta organizaciones líderes en investigación, industria, servicios y operadores de los sistemas eléctricos de Europa. Este proyecto quiere desarrollar nuevas tecnologías para aumentar la capacidad de la red de transporte del continente. El consorcio que está detrás de este proyecto consta de un equipo multidisciplinar de once países: Bélgica, Dinamarca, Francia, Alemania, Hungría, Noruega, Italia, España, Suecia, Suiza y el Reino Unido. El objetivo global del proyecto BEST PATHS es presentar soluciones para permitir la transición de líneas HVDC a redes HVDC, aumentar y repotenciar la existente red de alterna y la integración de enlaces superconductores de alta potencia dentro de las redes malladas de alterna.

El proyecto consta de cinco direcciones de investigación, una de las cuales es la repotenciación de la red de transporte existente. ENTSO-E estima que se necesitará construir o mejorar 523.000 km de líneas de transporte, lo que significaría una inversión de 104 G€, aunque la ventaja es que se podría hacer gradualmente.

## 4. Diferentes alternativas

Se puede construir un nuevo esqueleto para el sistema de transporte, y este puede ser de alterna (AC) o continua (DC). La alterna es una tecnología muy conocida, que ofrece una solución barata y contrastada para el transporte de grandes cantidades de energía usando las líneas aéreas. Los sistemas de continua, sin embargo, experimentan muchos menos problemas con el transporte a grandes distancias.

Algunos autores descartan la tecnología AC como solución para superred [4]. Sin embargo, los sistemas de alterna son capaces de transmitir grandes cantidades de energía a largas distancias usando sistemas UHV (*Ultra High Voltage*, 1.000 kV AC o superior). Estos sistemas se desarrollaron ya en los setenta, y ya han sido instalados en diferentes lugares del mundo. Las razones técnicas por las que estos autores estiman

que UHV AC no es una solución para la superred son que las pérdidas en continua son menores al no existir efecto pelicular, que los cables (subterráneos o subacuáticos) que se necesitan para esta tensión aún no están disponibles, que los cables AC experimentan una alta corriente de carga que limita su longitud, que los recursos *offshore* son inaccesibles usando AC, y que HVDC ofrece un control de potencia activa, haciéndolos más flexibles y que hacen más fácil limitar las sobrecargas en el sistema.

Aparte de estas razones técnicas, la tecnología continua no emitiría campos electromagnéticos variables, por lo que parece que se encontrarían menos rechazos a esta opción. Estos autores presentan una gráfica (véase figura 1) en la que podemos ver los costes relativos de los sistemas HVDC y HVAC. Esta gráfica es sensible a diferencias de precio en función de si la instalación en estudio se encuentra en países más o menos densos poblacionalmente, ya que el coste del terreno es distinto en cada caso.

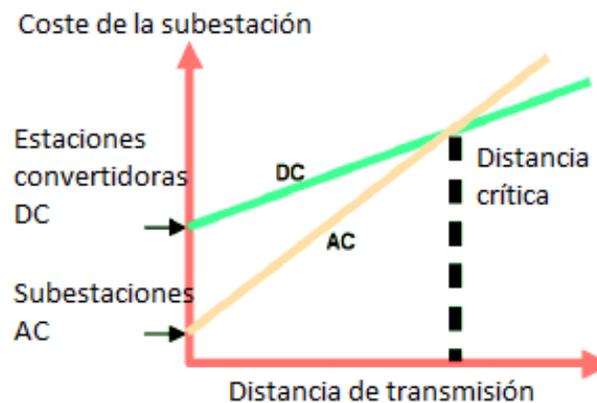


Figura 1: Coste en función de la distancia de transporte [3]

Según esta gráfica, las líneas AC solo pueden ser una solución válida para pequeñas distancias por el menor coste de inversión de las subestaciones, pero la tecnología UHV puede ser utilizada para la superred en el caso de que las desventajas que presentan se demuestren menos importantes. Son una buena opción cuando hay mucho espacio sin habitar o con poca conexión *offshore*. Más adelante, se hará un análisis más detallado sobre esta gráfica. Una buena solución para explotar los beneficios de cada tecnología sería una red híbrida AC vs DC.

Se dedica un espacio en el *Capítulo 4: Repotenciación propuesta* para explicar uno de los métodos más importantes para estudiar el coste de un proyecto de líneas eléctricas: el método del coste de ciclo de vida. Debido a la complejidad del uso de intervalos matemáticos de incertidumbre, esta parte queda fuera del alcance de este Trabajo Fin de Máster, pero se ha utilizado su fórmula principal para estimar el coste de las tres alternativas presentadas en este TFM.

Por su parte, la tecnología HVDC se lleva usando más de cincuenta años para aplicaciones como la presentada: el transporte de una gran cantidad de energía a grandes distancias. Para la solución con corriente continua, la tecnología más empleada para transportar grandes cantidades de energía es la basada en CSCs (*Current Source Converter*), también llamado convertidor conmutado por la línea (LCC). Aunque también sería interesante estudiar las posibilidades que pone la tecnología LCC a disposición de la superred, esta tecnología se utiliza principalmente para transmitir una cantidad de energía mayor a la que nos ocupa en este estudio, que es del orden de 1 GW. Podría ser una alternativa a la superred el hecho de ubicar una o dos líneas de gran dimensión con tecnología LCC atravesando Europa, pero no es el caso que se estudia en este Trabajo Fin de Máster, ya que desde este Trabajo Fin de Máster se proponen tres alternativas diferentes para la creación de la superred.

En un futuro próximo, se espera que la tecnología VSC (*Voltage Source Converter*) alcance potencias del orden de las esperadas en la superred. Por tanto, la tecnología que aplica para la solución HVDC es la tecnología VSC HVDC. Se desarrolló en los noventa, y desde entonces también se ha utilizado en diferentes aplicaciones. Esta tecnología utiliza IGBTs y, por tanto, permite un control de la frecuencia y la tensión independientes de la red AC. Esto permite la conexión a redes aisladas y ofrece la capacidad de restauración del sistema. Una aplicación de esta tecnología es la conexión a parques eólicos *offshore*. El convertidor VSC, del que se muestra su esquema en la figura 2, provee una tensión continua constante y la intensidad se controla para variar el flujo de potencia.

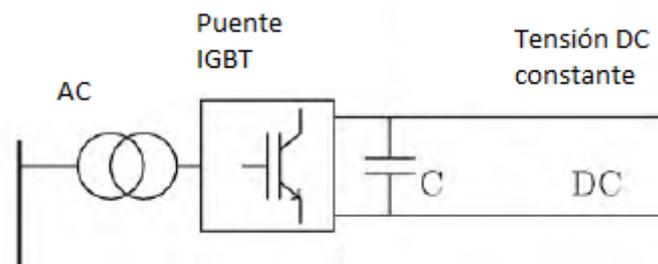


Figura 2: Esquema VSC [4]

En este Trabajo Fin de Máster, se realiza una estimación de los costes para los casos de la superred continua o alterna, teniendo siempre en cuenta que para la futura superred no se quiere sustituir el sistema de transporte existente, sino que se quieren añadir nuevas líneas a la red, intentando aprovechar las torres existentes, de tal manera que cohabiten el sistema actual de 400 kV y un nuevo esqueleto en los casos de incluir un módulo superior. En el caso de HVAC, la tensión que se considera interesante sería de 800 kV; en el caso de HVDC, una tensión que permitiese la repotenciación deseada sería de unos  $\pm 500$  kV. Para ello, se desarrollarán tres alternativas: en las dos primeras, se estudiará la posibilidad de modificar la estructura

de las torres existentes con el objetivo de instalar un módulo superior que pueda soportar estas nuevas líneas; y una tercera opción, la posibilidad de utilizar la estructura de las torres de doble circuito para que cohabiten la alterna y la continua. En el *Capítulo 5: Análisis del coste de nuestras alternativas de repotenciación*, se compararán estas soluciones.

# Capítulo 2: TIPOS DE REPOTENCIACIONES

## 1. Principios básicos

Antes de analizar las distintas posibilidades de repotenciación, es conveniente hacer un breve repaso de algunos de los principios básicos de las líneas de transporte, comenzando por su modelo en  $\pi$ , representado en la figura 3.

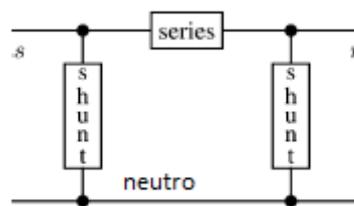


Figura 3: Equivalente en  $\pi$  de cada fase de una línea de transporte [5]

- 1) Admitancia e Impedancia: La figura 3 muestra el modelo monofásico equivalente en  $\pi$  de una línea de transporte entre los nodos s y r. El elemento serie se compone de una inductancia en serie con una resistencia. La resistencia depende, principalmente, de la resistividad  $\rho$  del conductor, del área transversal S del conductor y de la longitud L del conductor.

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} \quad (2-1)$$

Por otra parte, la inductancia depende en primera instancia de la distancia entre los conductores, del diámetro de los conductores o conjunto de conductores y de la longitud de la línea.

A la frecuencia nominal del sistema, la reactancia inductiva es habitualmente mucho mayor que la resistencia, aumentando esta diferencia cuanto mayor nivel de tensión exista.

Se describe al elemento serie como  $R + jX$ , donde R es la resistencia y X es la reactancia inductiva.

Los elementos *shunt* constan de un condensador en paralelo con una pequeña conductancia. La conductancia *shunt* depende, primeramente, de las características del aislador, de las condiciones ambientales y de la longitud de la línea.

La capacidad depende, en primera instancia, de la distancia entre conductores y de la longitud de la línea. En líneas cortas, la capacidad *shunt* es despreciable habitualmente, pero en líneas mayores de 200 km no es así.

Describiremos la admitancia *shunt* por  $G + jB$ , donde  $G$  es la conductancia y  $B$  es la susceptancia capacitiva. El elemento *shunt* a cada lado de la línea sigue la fórmula  $\frac{1}{2} \cdot (G + jB)$ .

La tabla 1 muestra los valores típicos de los parámetros serie y paralelo de algunas líneas aéreas.

Tabla 1: Parámetros típicos de algunas líneas de transporte (60 Hz) [5]

Característica	Tensión de línea		
	138 kV	345 kV	765 kV
Capacidad térmica (A)	770	1.010	1.250
Nº conductores/fase	1	2	4
Reactancia serie (MΩ/km)	0,4903	0,3703	0,3324
Resistencia serie (MΩ/km)	0,1049	0,0350	0,0125
Reactancia capacitiva (MΩ/km)	0,1156	0,0882	0,0802

La figura 4 muestra el modelo simplificado junto con fuentes de tensión,  $V_s$  y  $V_r$ , en los extremos emisor (*sending*) y receptor (*receiving*) de la línea.

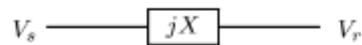


Figura 4: Circuito equivalente simplificado de una línea de transporte [5]

El fasor complejo  $I$ , que representa la corriente que fluye desde el extremo emisor hasta el receptor, se describe con la ecuación 2-2.

$$I = (V_s - V_r)/(jX) \quad (2-2)$$

Denominando a los valores de la tensión en los extremos emisor y receptor como  $|V_s|$  y  $|V_r|$ , y estableciendo la diferencia de ángulos entre ambos fasores como  $\delta$ , se obtiene que el flujo de potencia activa por fase en la línea, como se puede ver en la ecuación 2-3.

$$P = |V_s| \cdot |V_r| \cdot \sin(\delta)/X \quad (2-3)$$

Mientras que la potencia reactiva que pasa a la línea desde el extremo emisor es la mostrada en la ecuación 2-4.

$$Q_s = V_s \cdot (|V_s - V_r \cdot \cos(\delta)|)/X \quad (2-4)$$

Y la que pasa al extremo receptor se puede calcular con la ecuación 2-5.

$$Q_r = V_r \cdot (V_r - |V_s \cdot \cos(\delta)|)/X \quad (2-5)$$

El factor  $1/X$  aparece en todas estas ecuaciones y lo denominamos como admitancia serie, que no se debe confundir con la admitancia *shunt*.

2) Pérdidas: La intensidad  $I$  que fluye por la línea produce unas pérdidas ( $I^2 \cdot R$ ), que calientan la línea. El calor se transfiere al ambiente y el aumento de temperatura depende del flujo de intensidad y de las condiciones ambientales. Para las tensiones de los extremos emisor y receptor, que son aproximadamente constantes, el flujo de intensidad es aproximadamente proporcional al valor de la potencia compleja en la línea ( $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$ ). Consecuentemente, las pérdidas son aproximadamente proporcionales a  $P^2 + Q^2$ , lo que significa que las pérdidas dependen cuadráticamente del flujo de potencia y, por tanto, son muy variables con el mismo.

3) Límite de capacidad térmica: El aumento de temperatura debido a la intensidad  $I$  provoca el alargamiento del conductor, llegando eventualmente a superarse las distancias reglamentarias, por lo que es necesario limitar la potencia. Este parámetro se emplea frecuentemente a lo largo del texto.

La tabla 2 muestra las capacidades térmicas trifásicas basadas en las capacidades mostradas en la tabla 1, asumiendo que las magnitudes de tensión son iguales a sus valores de tensión nominales.

Aunque las capacidades en las tablas 1 y 2 son las comunes, las capacidades térmicas también dependen de la temperatura ambiental y de las condiciones meteorológicas. Consecuentemente, las capacidades térmicas se suelen especificar por temporada. Las capacidades basadas en las temperaturas máximas esperadas siempre serán conservadoras. Se puede establecer una estimación más precisa de la capacidad térmica basándose en las condiciones de temperatura y meteorología actuales. Particularmente, si las temperaturas actuales del conductor son telemedidas, entonces se pueden calcular las capacidades térmicas en tiempo real.

Tabla 2: Capacidades de línea basadas en los datos de la tabla 1 [5]

Característica	Tensión de línea		
	138 kV	345 kV	765 kV
Capacidad térmica trifásica (MW)	184	1.207	6.625
Límite de estabilidad trifásico para 160 km y $\delta = 45^\circ$ (MW)	175	1.450	8.050
Límite de estabilidad trifásico para 563 km y $\delta = 45^\circ$ (MW)	50	415	2.270

- 4) Límite de tensión: Las líneas de transporte están suspendidas a través de aisladores que tienen distintos niveles de capacidad de tensión. Esto significa que las magnitudes  $V_s$  y  $V_r$  se deben mantener dentro de unos límites. Además, la tensión también está limitada por el nivel de aislamiento de otros elementos, como los transformadores o los interruptores. También es importante no superar la tensión a partir de la cual tiene un efecto negativo para los consumidores. Estas limitaciones en las magnitudes de tensión  $V_s$  y  $V_r$  pueden implicar un límite en el flujo de potencia de la línea.
- 5) Límite de estabilidad estacionario: Incluso en ausencia de pérdidas, el flujo de potencia a lo largo de la línea queda limitado a un máximo de  $V_s \cdot V_r / X$  en  $\delta = \pi/2$ . Para ángulos mayores que  $\pi/2$ , el flujo de potencia decrece desde su máximo valor. Sin embargo, en la realidad, para estos ángulos, la operación en estado estacionario no es válida, ya que las fuentes de generación perderían sincronismo, causando potencialmente daño en los generadores y otros elementos. Para evitar esta situación, el ángulo a lo largo de cualquier línea (y más especialmente, cuando la generación está lejos de los centros de consumo) queda limitado bastante por debajo de  $\pi/2$ , lo que implica un límite en el flujo de potencia que es proporcional a la admitancia serie  $1/X$ . Por ejemplo, un límite típico requiere que las diferencias angulares no sean mayores que  $\pi/4$ . La tabla 2 muestra los límites de estabilidad para líneas de longitud de 160 y 563 kilómetros, asumiendo una diferencia angular límite de  $\pi/4$ .
- 6) Capacidad de sobrecarga: Se deben considerar las consecuencias de sobrecargar líneas sobre su límite térmico, de tensión y de estabilidad. Las sobrecargas térmicas que resultan en un exceso del nivel de temperatura de la línea reducirán su tiempo de vida, incurriendo en un coste debido a un recableado antes de lo previsto. Además, por la expansión térmica, se pueden violar las distancias a otros elementos o a los árboles. Sin embargo, se pueden tolerar sobrecargas de corta duración sin exceder el nivel de temperatura de la línea ni quebrantar las distancias eléctricas. Por tanto, las líneas de transporte tienen límites térmicos distintos según si la violación es de corta duración o estacionaria.
- Los límites debidos a la estabilidad de tensiones deben ser conservadores bajo muchas condiciones del sistema debido a la fuerte relación entre las condiciones de tensión y el flujo de potencia.
- Sobrepasar los límites de estabilidad de la línea pone en riesgo la pérdida de sincronismo del sistema. Sin embargo, los límites de estabilidad han sido fijados históricamente de una manera muy conservadora, con valores de  $\pi/4$ , por lo que hay margen para aumentar la diferencia angular a lo largo de la línea.

## 2. Opciones de repotenciación

### 2.1 Repotenciación por intensidad

Una vez recordados estos principios básicos, se describirán las distintas y numerosas opciones de repotenciación existentes. La selección de la manera más adecuada dependerá de la localización, características y funcionamiento de la línea que se desea repotenciar. Por definición, repotenciar una línea significa aumentar su capacidad de transportar energía. Para ello, se pueden categorizar las repotenciaci3nes en dos grandes grupos: las que implican un aumento de la intensidad y las que implican un aumento de la tensi3n. M3s adelante se ver3n las alternativas que se presentan en este Trabajo Fin de M3ster, en el que se estudia la coexistencia del sistema de transporte actual y el nuevo.

La tabla 3 muestra los m3todos de repotenciaci3n por intensidad.

Tabla 3: M3todos de repotenciaci3n por intensidad [1]

M3todo	T3cnica	Proceso
Recableado	Sustituci3n de los conductores	Aumento del 3rea de conductividad. Conductores de Alta Temperatura. Sistemas de conductor de material compuesto.
	Modificar los criterios de clasificaci3n	Estudio meteorol3gico.
M3todo determinista	Incrementar la tensi3n del conductor.	Aumentar la tensi3n.
	Aumentar la altura de sujeci3n del conductor	Extensi3n del cuerpo de la estructura. Crucetas aisladas. Espaciadores entre las fases.
M3todo probabil3stico	Modificar el criterio de clasificaci3n	Estudio meteorol3gico basado en estudios probabil3sticos.
M3todo de monitorizaci3n en tiempo real	Medida de las condiciones clim3ticas, de la flecha, tensi3n...	Estaci3n meteorol3gica. Monitor para estudiar la flecha o la tensi3n de la l3nea. Sensores de temperatura distribuidos a lo largo del conductor.
M3todo de HSIL ( <i>High Surge Impedance Loading</i> )	Reordenamiento de los haces y geometr3a de los conductores	Configuraci3n f3sica.

Los m3todos de repotenciaci3n por tensi3n se muestran en la tabla 4.

Tabla 4: Métodos de repotenciación por tensión [1]

Método	Técnica	Proceso
Distancia aérea con los conductores	Aumentar la altura de fijación del conductor	Retensionado de los conductores. Ajuste de la flecha. Aumentar la altura de fijación del conductor. Aumento de la altura de la estructura.
	Incrementar la distancia fase a fase	Retensionado. Compactar la línea. Espaciadores entre fases. Convertir línea de doble circuito en una de circuito simple y de alta tensión.
Método determinista	Reaislamiento	Añadir o sustituir los aisladores. Uso de aisladores poliméricos. Modificación de las crucetas.

La repotenciación por intensidad es la opción más utilizada. Es efectiva para líneas de transporte de poca longitud donde la carga de la línea está limitada por la capacidad térmica de los conductores. Un incremento en el nivel de intensidad conlleva un incremento en la temperatura del conductor y, por tanto, este método es conocido como “repotenciación térmica”. Las repotenciaci3nes por intensidad se pueden llevar a cabo de diferentes formas:

a) Método de recableado.

Es el método más común y efectivo, y es el que requiere un menor cambio sobre la estructura existente. Sí es cierto que este método es más costoso comparado con cualquier otro método de repotenciación, pero sale más barato que construir la línea de cero. El reemplazo por un conductor con mayor sección transversal o *High Temperature Low Sag*, HTLS de ahora en adelante, puede proporcionar una notable mejora en la capacidad sin ninguna modificación estructural. Por ejemplo, el cambio de conductores ACSR (*Aluminum Conductor Steel Reinforced*) por AAAC (*All Aluminum Alloy Conductor*) de la misma sección transversal puede mejorar el nivel térmico hasta en un 40 %. En el Reino Unido, se ha usado con frecuencia esta técnica, ya que permite incrementar la temperatura de funcionamiento máxima de 50 a 75 °C, lo que significa un aumento de un 25 % en su nivel térmico. Hay ejemplos utilizando conductores HTLS en todo el mundo, destacando algunos en el sur de África. También en el Reino Unido se ha conseguido incrementar un 30 % en el nivel térmico sustituyendo los conductores ACSR por GZTACSR. De la misma forma, se han obtenido aumentos del nivel térmico en España y Brasil, del 70 % y del 50 % respectivamente.

b) Método determinista:

La repotenciación a través de este método se consigue aumentando la temperatura del conductor manteniendo la distancia a tierra. Esta técnica hace uso de las condiciones atmosféricas (la velocidad y dirección del viento, la temperatura del ambiente o la radiación solar) para calcular el nivel de intensidad considerando la

máxima temperatura que permite el conductor. Con este método, la temperatura del conductor puede exceder la temperatura de diseño y esto puede suponer una violación de las distancias de seguridad. De este modo, este método solo se puede utilizar con su análisis de riesgo correspondiente debido a la alta intensidad. La temperatura límite para la distancia existente se puede aumentar incrementando la tensión del conductor o aumentando la altura de sujeción del conductor.

c) Método probabilístico:

Para determinar el riesgo de que ocurra una condición insegura y para calcular el tiempo que un conductor puede superar su límite de temperatura, el método probabilístico utiliza condiciones atmosféricas actuales del área afectada. Utilizando este método, el nivel de riesgo se puede mantener constante a un nivel de excedencia mientras se varía la intensidad.

d) Método de monitorización en Tiempo Real:

Con este método se monitoriza a tiempo real el estado actual de la línea. Midiendo la tensión o la temperatura del conductor, se puede saber la posición actual de la línea. La monitorización a tiempo real ayuda a los operadores del sistema a modificar el nivel de tensión o intensidad de la línea en tiempo real. Para la monitorización en tiempo real, los operadores del sistema utilizan, entre otros métodos, estaciones meteorológicas o sensores de temperatura. Utilizando este método, el conductor difícilmente excede su temperatura de diseño. En comparación con el nivel de capacidad (nivel estático), este método consigue una mayor capacidad de la línea en el 98 % del tiempo y, a su vez, en el 95 % del tiempo, la capacidad conseguida es del orden del 15 – 30 % superior. Este método, utilizando las medidas de tiempo real de estaciones meteorológicas, se utilizó en España para obtener los niveles térmicos dinámicos de las líneas de 400 kV.

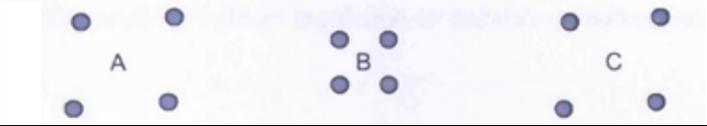
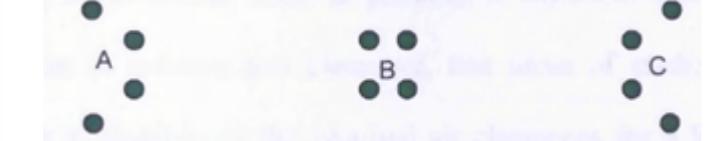
e) Método de carga de gran impedancia:

En función de la carga de la línea, la línea absorberá o generará reactiva. Cuando la carga es inferior a la impedancia característica de la línea, la línea genera más reactiva de la que consume; cuando la carga es la misma que la impedancia característica, se absorbe y genera la misma cantidad de reactiva, optimizando de esta forma la capacidad de transferencia; y cuando la carga es mayor que la impedancia característica, la línea absorbe reactiva, lo que provoca una caída de tensión a lo largo de la línea y, por tanto, una reducción en la capacidad de transmisión. Por tanto, cuanto mayor sea la impedancia característica de línea (SIL), se permite una mayor capacidad de transporte.

Este método consiste en incrementar la capacidad de transferencia de una línea aumentando el nivel SIL (la impedancia característica de la línea). Este concepto se conoce con el nombre de HSIL (*High Surge Impedance Loading*). La utilización de las

configuraciones de haz expandido y haz HSIL-EXB, mostradas en la tabla 5, aumentan la impedancia característica a un valor cercano al límite térmico de la línea. Esta técnica también ayuda a mejorar la regulación de tensión y puede ayudar a reducir la intensidad del campo eléctrico en la superficie del conductor. En una línea de 238 kV, se consiguió una mejora de hasta un 38 % en la capacidad de transporte.

Tabla 5: Configuraciones de haz para aumentar la capacidad de transferencia [1]

Haz convencional	
Haz expandido (EXB)	
HSIL-EXB	

En la figura 5, podemos observar un ejemplo de estas configuraciones.

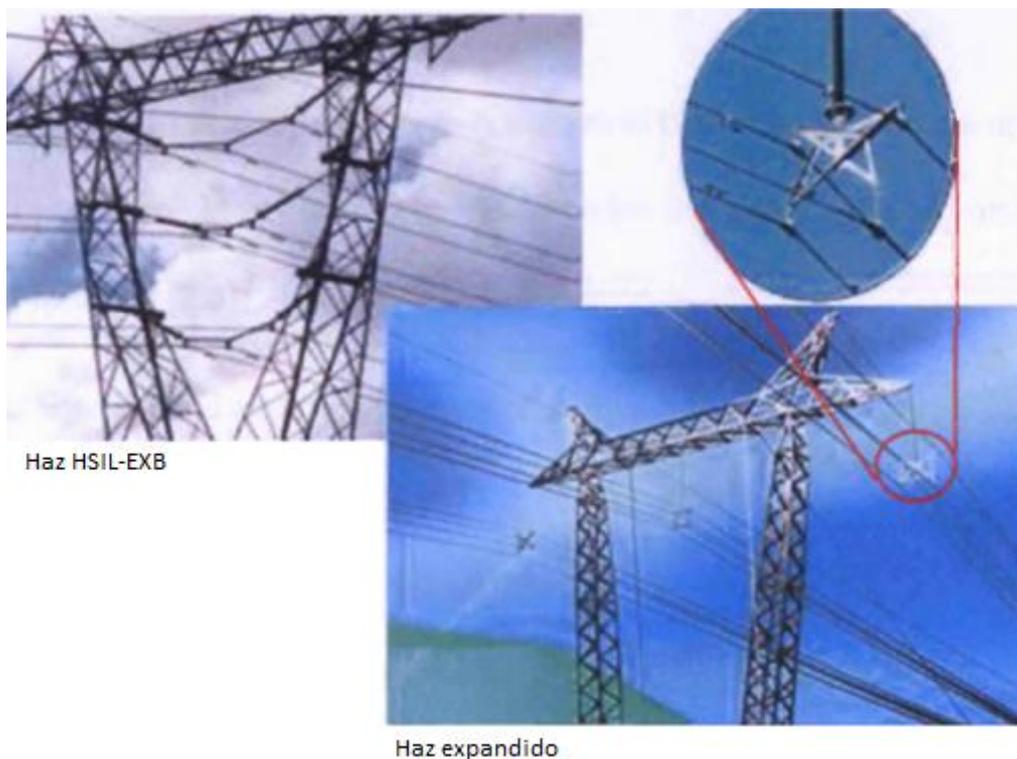


Figura 5: Aplicación del haz expandido y HSIL-EXB [1]

## 2.2 Repotenciación por tensión

La repotenciación de líneas aéreas a través del aumento del nivel de tensión es menos frecuente que a través del nivel de intensidad. Esto es debido a que aumentar el nivel de tensión es más costoso que el de intensidad, ya que usualmente se requieren modificaciones de los equipamientos de las subestaciones.

Pese a ser más costosa, la repotenciación por tensión puede proporcionar un mayor aumento de la capacidad de transferencia. Esta repotenciación por tensión es posible si se consiguen las distancias eléctricas necesarias. Para ello, se necesitan dos áreas de estudio: la primera se basa en las distancias aéreas, y la segunda está basada en el nivel de aislamiento.

### a) Distancia aérea de los conductores:

Una práctica habitual para conseguir la suficiente distancia eléctrica para llevar a cabo la repotenciación por tensión de líneas aéreas es haber puesto, anteriormente, distancias eléctricas para un nivel mayor de tensión. Estas distancias son las distancias a tierra y a otras estructuras de sujeción, las distancias fase a fase, entre los conductores y cables de tierra, y las distancias oportunas para un posible mantenimiento.

Cuando se estudia el incremento del nivel de tensión, la distancia disponible en la línea existente debe ser suficiente para soportar las sobretensiones de un nivel de tensión superior. En la mayoría de los casos, la condición más restrictiva para incrementar el nivel de tensión de una línea es la distancia de fase a tierra.

Existen diferentes técnicas para incrementar la distancia eléctrica:

- Para mantener el conductor a una distancia a tierra suficiente:
  - Volver a tensionar los conductores existentes.
  - Realizar ajustes de la flecha.
  - Aumentar la altura del punto de sujeción.
  - Realzar o mover torres.
  - Añadir torres adicionales.
- Otra opción es utilizar técnicas de compresión de las líneas para ajustar la distancia fase-fase:
  - Reducir la distancia entre conductores de fase.
  - Incrementar la distancia entre conductores de un haz (véase figura 5 anterior).
  - Utilizar aisladores con forma de V (véase figura 6).



Figura 6: Aislador con forma de V [49]

#### b) Reaislamiento

Otra solución para conseguir las distancias eléctricas necesarias es a través de la evaluación de la capacidad dieléctrica del aislador disponible. Este proceso requiere la evaluación de los esfuerzos de tensión. El objetivo es establecer la suficiente distancia para cumplir con la mínima distancia requerida y con el nivel de aislamiento para el nivel de tensión superior.

Para reducir las distancias mínimas requeridas, es importante realizar la selección de los aisladores a través de una evaluación de la configuración del conductor en la estructura. El número de aisladores y su geometría tiene una gran importancia en el proceso.

El reaislamiento es la técnica más usada para asegurar la capacidad dieléctrica del aislamiento. Para seguir esta técnica, se debe tener en cuenta el añadir o sustituir aisladores otros de otro material u otra geometría.

### 2.3 Otras opciones de repotenciación.

Además de estos métodos, también es posible incrementar la capacidad de transferencia en líneas aéreas convirtiendo una línea trifásica a más de tres fases o convirtiendo un sistema HVAC a un híbrido AC-DC.

El método consistente en utilizar más de tres fases es ampliamente rechazado debido al gran coste que se deriva de todo el cambio de equipamiento en las subestaciones. Además del coste, tampoco es una opción por el ruido audible y por el campo eléctrico que genera.

El concepto de la red híbrida AC-DC para el sistema de transporte incluye el transporte simultáneo AC y DC en la misma línea. Algunos estudios en Suecia [24] e India [25] demuestran que es factible convertir las líneas AC de doble circuito en líneas

compuestas AC-DC, utilizando uno de los circuitos como DC bipolar, lo que significaría no alterar la estructura existente. Se puede ver un ejemplo en la figura 7.

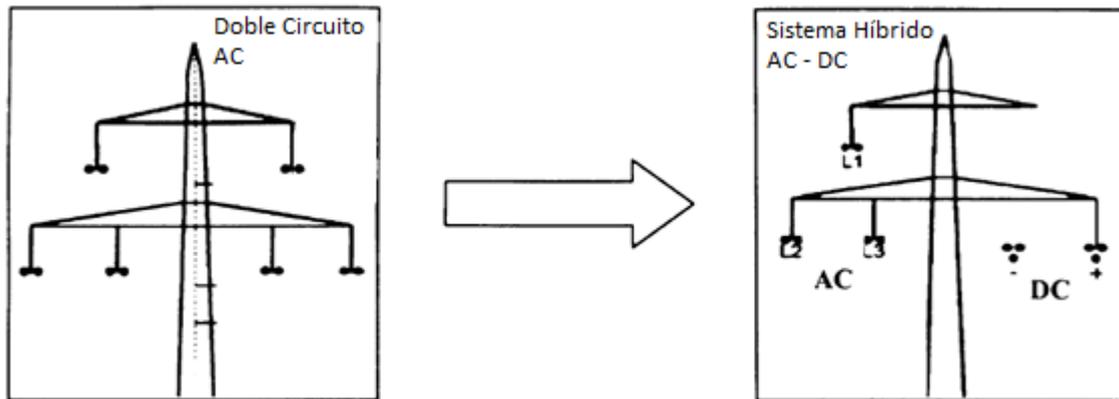


Figura 7: Esquema conversión doble circuito AC a sistema híbrido AC – DC [1]

Como en todos los tipos de repotenciación expuestos anteriormente, el objetivo de esta conversión a una red híbrida es incrementar la capacidad de transferencia de energía. Para obtener una información más detallada de esta opción, se han analizado las referencias [24] y [25], que tratan sobre la conversión de una red de 380 kV AC a una híbrida, en el primer caso, y muestran un análisis de las ventajas observadas al convertir una línea AC en una híbrida sin alteraciones de los aisladores, conductores ni de las torres, en el segundo.

El objetivo de la referencia [24] es estimar el aumento de capacidad de transferencia que se podría obtener al hacer la conversión de tecnología alterna a híbrida, teniendo en cuenta los principales efectos ambientales, el ruido audible generado por el efecto corona y los campos eléctricos al nivel del suelo.

Los efectos ambientales son decisivos para la determinación del máximo nivel de tensión DC y para la selección de la configuración de polaridad DC más favorable. Además, los aisladores cerámicos tendrán que ser reemplazados por aisladores de material compuesto.

El caso particular estudiado en [24] consistía en una configuración típica AC de 380 kV de doble circuito con conductor dúplex, como se muestra en la figura 8, que incluye las dimensiones principales (en metros) de la configuración.

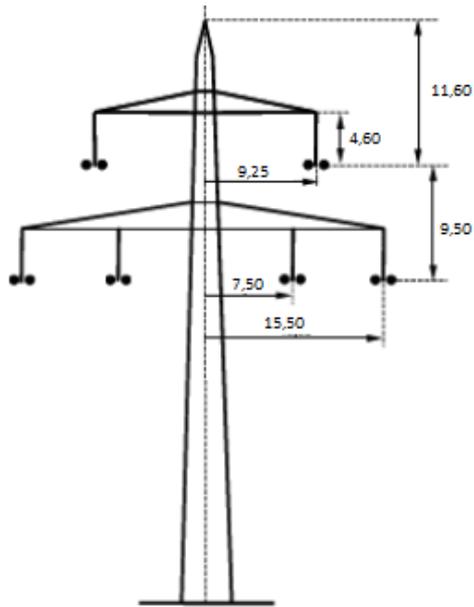


Figura 8: Dimensiones (m) utilizadas en el estudio de [24]

Hay diferentes formas de convertir la línea AC de conductor dúplex y doble circuito en una línea híbrida. Una opción podría ser mantener los conductores y los aisladores cerámicos en sus posiciones originales para formar una línea DC bipolar con un conductor de retorno metálico. Sin embargo, una manera más eficiente para incrementar la capacidad de transferencia sería redistribuir la configuración de los conductores disponibles, separando el haz de conductor dúplex superior y moviendo cada subconductor a las fases inferiores para formar la línea DC bipolar con un haz de conductor tríplex, como se observa en la figura 9.

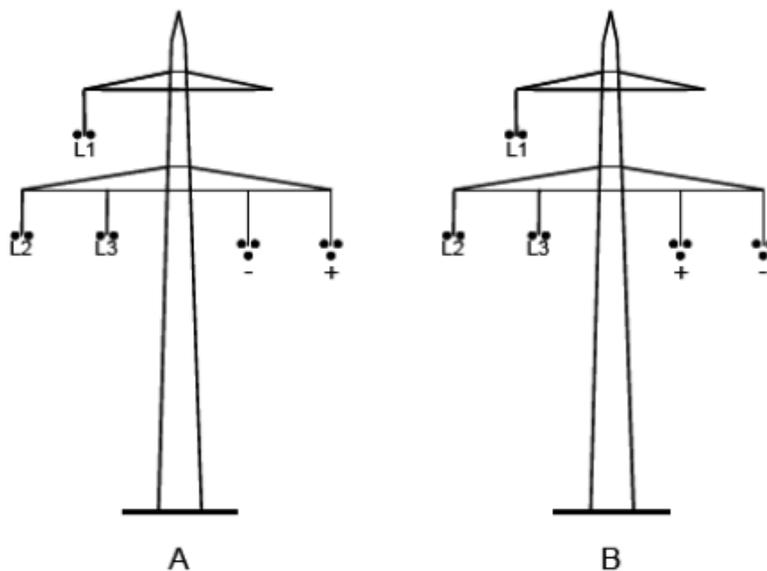


Figura 9: Línea híbrida creada con el reordenamiento de los conductores [24]

Las configuraciones A y B de la figura 9 se refieren a las dos posibilidades de configuración de polaridad. La elección de la polaridad dependerá del esquema HVDC empleado. La tecnología estudiada en este Trabajo Fin de Máster, VSC, está basada en IGBTs, por lo que la polaridad permanecerá constante. Para esquemas basados en tiristores, la polaridad cambia con la dirección del flujo de potencia, lo que significa que la configuración de polaridad más favorable iría en consonancia con la dirección de flujo de potencia más frecuente.

Los aspectos ambientales que hay que considerar en los proyectos de líneas de transporte incluyen, fundamentalmente, el efecto corona, ruido audible, interferencias de radio, campos eléctricos y magnéticos. Los efectos corona y de campo dependen de los niveles de tensión e intensidad, así como de la configuración y posicionamiento de los conductores. Los gradientes de tensión en la superficie del conductor son de vital importancia para el efecto corona, mientras que la posición de los conductores son esenciales para los campos magnéticos y eléctricos a nivel del suelo.

Para una línea híbrida AC - DC, el efecto corona depende también del posicionamiento relativo de los conductores DC y AC. La razón es que se inducirán cargas estáticas en los conductores AC debido al campo eléctrico de los conductores DC y viceversa. Además, el gradiente de tensión en la superficie de los conductores AC tendrá una componente DC adicional y de igual modo ocurre en los conductores DC con una componente adicional AC. También hay que tener en cuenta que los campos eléctricos al nivel del suelo dependen del posicionamiento relativo de los conductores AC y DC, ya que los conductores DC actúan como cables de tierra al campo eléctrico AC, y viceversa.

De modo que hay que tener en cuenta las implicaciones que tiene esta conversión en términos del ruido audible, interferencia de radio, campo eléctrico y magnético.

El nivel de ruido audible en una línea AC es más alto en condiciones de lluvia, siendo casi inapreciable con buen tiempo. Por otra parte, el nivel de ruido audible en una línea DC es mayor cuando los conductores están secos. Esto implica que en una línea híbrida, el ruido audible aumentará en condiciones de buen tiempo. De este modo, el nivel máximo de ruido audible aceptable con buenas condiciones atmosféricas es esencial para la selección del máximo nivel de tensión DC. Este límite se establece por regulaciones locales y se suele situar entre los 40 – 50 dB.

Las interferencias de radio se comportan de una manera muy parecida al ruido audible en cuestiones de condiciones atmosféricas, lo que significa que el nivel de interferencia de radio con condiciones climatológicas favorables será mayor para la configuración híbrida debido a la contribución de la línea DC. Sin embargo, en condiciones de lluvia, la contribución de interferencia de radio de la línea AC aumentará unos 15 – 20 dB, mientras que la contribución de la línea DC disminuirá. El

máximo nivel de interferencia de radio de la línea, que se da en casos de lluvia, se verá afectado por la configuración híbrida. En cualquier caso, la interferencia de radio, a pesar de ser importante, no es un factor determinante, por lo que no hay que darle una importancia mayúscula.

Los límites de campo eléctrico también están recogidos en las normativas locales. Para este caso particular suele situarse en torno a los 5 kV/m. Al contrario de lo que ocurre para líneas AC, no se aplican límites para el campo eléctrico estático causado por fuentes DC. Sí es cierto que existen límites nacionales, pero la información es muy escasa. Lo cierto es que los efectos del campo eléctrico DC parece que son más molestos que dañinos, por lo que es difícil establecer niveles máximos recomendados.

Los límites de campo magnético también son cubiertos por regulaciones locales. Un valor límite habitual para la exposición de campos magnéticos es de 100  $\mu$ T para campos AC y de 40 mT para campos DC.

Otro de los factores más determinantes para la conversión a configuración híbrida es el dimensionamiento de los aisladores. Así pues, unos que encajan bien para el circuito DC de la red híbrida son los aisladores suspendidos de material compuesto. Su ventaja principal es que para una misma longitud de conexión, su rendimiento ante la contaminación es superior que en los aisladores de vidrio o cerámica.

Una vez dimensionada la red híbrida con todos estos aspectos, se estudia el aumento de la capacidad de transferencia. En el caso de la referencia [24], se obtuvo el aumento en la capacidad de la línea reconvertida mostrado en la figura 10. Se puede observar que la capacidad de la línea reconvertida aumenta en las alternativas DC respecto a la AC original.

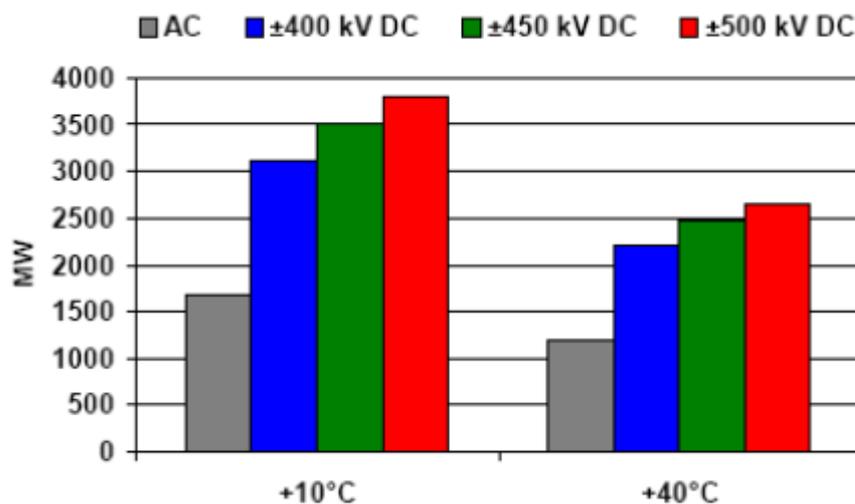


Figura 10: Capacidad de transferencia de la línea reconvertida. Alternativas AC y DC a diferentes tensiones [24]

En la referencia [25] se demuestra que al modificar la configuración de una línea de doble circuito a una híbrida, se puede conseguir una mejora en la capacidad de transferencia. En el caso particular estudiado en este artículo, los autores intentaban aumentar carga de las líneas hasta su límite térmico sin alterar los conductores, aisladores ni las torres; todo ello sin causar ningún problema de estabilidad transitoria. El aumento de capacidad conseguido en este caso particular fue de un 83 %.

Por la particularidad de nuestro caso, es importante tener en cuenta ciertos aspectos sobre la coordinación de aislamientos. El objetivo de la coordinación de aislamientos es asegurar que, ante cualquier fallo de aislamiento, el sistema se restaura de manera autosuficiente y que la probabilidad de fallo está por debajo de los límites aceptables. La coordinación de los aislamientos para líneas aéreas se basa en la estimación de la sobretensión más severa.

El proceso de repotenciación requiere el estudio de la coordinación de los aislamientos de las líneas aéreas a su nivel de tensión, basándose en el esfuerzo aplicado y la capacidad dieléctrica. A continuación se describe el proceso para la coordinación de los aislamientos para sobretensiones transitorias y permanentes.

Como es bien sabido, las sobretensiones en las líneas de transporte se generan por cambios repentinos en las condiciones de operación. Estos cambios pueden ser debidos a operaciones de conmutación, caída de rayos o fallos en el sistema. La magnitud de estas sobretensiones es clave a la hora de seleccionar el nivel de resistencia requerido para el equipamiento y las distancias de aislamiento.

La IEC clasifica las sobretensiones en tres tipos: permanentes, transitorias de tipo rápido (*fast-front overvoltages*) y transitorias de tipo lento (*slow-front overvoltages*), siendo las transitorias las que tienen una mayor repercusión a la hora de identificar la distancia aérea adicional para el nivel de tensión superior.

Los requerimientos de distancia eléctrica para un nivel de tensión determinado se derivan de las características de la tensión de ruptura (*breakdown voltage*).

Las distancias de aislamiento para una línea aérea de transporte bajo diferentes sobretensiones son las mostradas en la figura 11.

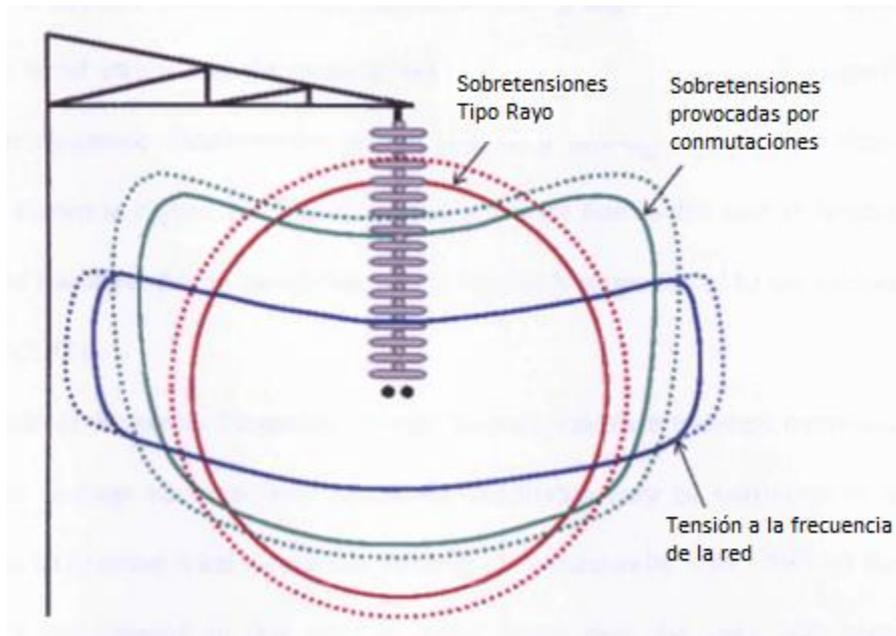


Figura 11: Distancias eléctricas para distintas sobretensiones [1]

Por lo tanto, antes de ejecutar cualquier tipo de repotenciación, se deben estudiar exhaustivamente las distancias disponibles de la línea existente para identificar cualquier insuficiencia de las distancias para un nivel de tensión superior.

## Capítulo 3: ESTADO DEL ARTE

En este capítulo, se presentan aplicaciones y ejemplos tanto de líneas en las que se ha utilizado las tecnologías HVAC y HVDC, como de diferentes repotenciaciones.

### 1. Tecnologías HVAC y HVDC presentes en el mundo

Para analizar con propiedad lo que se presenta en esta sección, es necesario volver a presentar esta curva de costes de las tecnologías HVAC y HVDC. Es importante ver en la figura 12 que las estaciones convertidoras para la tecnología HVDC tienen un coste muy superior a las subestaciones necesarias para la tecnología HVAC. No obstante, como las líneas HVDC presentan unas menores pérdidas durante el transporte de energía, el coste se equilibra en un punto, llamado distancia crítica.

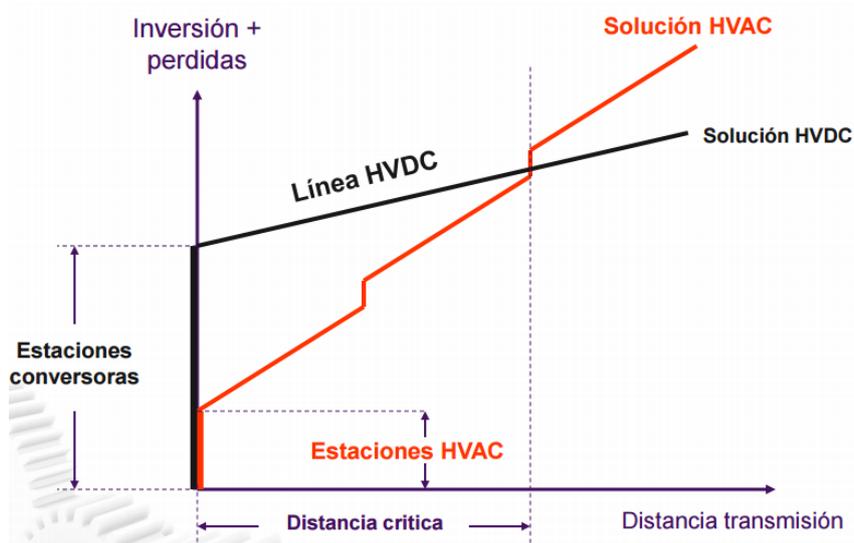


Figura 12: Curvas de coste de las tecnologías HVAC y HVDC [33]

El primer ejemplo de tecnología HVAC presentado se encuentra en el continente asiático. A raíz del fuerte apagón sufrido en China en el año 2005, el gobierno de este país decidió hacer fuertes inversiones en la seguridad de suministro para cumplir con la demanda de la industria y para asegurar el crecimiento económico. Entonces, la potencia instalada creció desde 443 GW hasta 793 GW en el periodo de 2004 a 2008.

En China, hay dos provincias, Yunnan y Guizhou, que cuentan con el 90 % de reservas de energía del país. Una tercera provincia, Guandong consume el 56 % de la energía, por lo que se necesita transportar la energía desde el oeste al este [11].

Por tanto, se transmite una gran cantidad de energía por más de 1.000 km a través de redes HVAC y HVDC. Casi un tercio del consumo de la provincia Guandong viene de las provincias del oeste. Por tanto, la red china consta de un esqueleto de la red de transporte compuesto de ocho líneas HVAC y siete HVDC, incluyendo tres líneas UHVDC de  $\pm 800$  kV. La capacidad de este esqueleto es de 36 GW.

El transporte de electricidad en UHV (*Ultra High Voltage*) se ha usado en China desde 2009 para transmitir electricidad AC o DC a grandes distancias. La expansión de la capacidad en AC y DC continúa para conseguir el equilibrio entre generación y demanda, a la vez que se minimizan las pérdidas en transporte.

Las líneas UHVAC y UHVDC actualmente activas en China son las presentadas en las tablas 6 y 7.

Tabla 6: Líneas HVAC activas en China

Nombre	Tensión (kV)	Longitud (km)	Potencia (GW)	Año
Jindongnan – Nanyang – Jingmen	1.000	640	5	2009
Huainan – Zhejiang North - Shanghai	1.000	649	8	2013
Zhejiang North - Fuzhou	1.000	603	6,8	2014
Xilingol League - Shandong	1.000	730	9	2016

Tabla 7: Líneas HVDC activas en China

Nombre	Tensión (kV)	Longitud (km)	Potencia (GW)	Año
Yunnan - Guangdong	$\pm 800$	1.373	5	2009
Xiangjiaba – Shanghai	$\pm 800$	1.907	6,4	2010
Jinping – Sunan	$\pm 800$	2.059	7,2	2012
Nuozadu - Guangdong	$\pm 800$	1.413	5	2013
Hami – Zhengzhou	$\pm 800$	2.192	8	2014
Xiluodu - Zhejiang West	$\pm 800$	1.653	8	2014
Lingzhou - Shaoxing	$\pm 800$	1.720	8	2016

Ha existido cierta controversia en cuanto a la construcción de estas líneas desde que el gobierno chino lo anunció en 2004. Especialmente, la reticencia a la construcción de estas líneas se debía más a la tecnología UHVAC, ya que la tecnología UHVDC fue ampliamente aceptada, probablemente por no emitir campos magnéticos variables [48]. El coste total estimado de la inversión estará en torno a los 450 billones de RMB (unos 60.000 millones de euros), algo que es mucho más caro que construir nuevas vías de ferrocarril para el transporte del carbón. Además, la población también esperaba que esta inversión se pudiese destinar a la reconstrucción de la red de distribución o a programas de eficiencia. A pesar de las críticas recibidas, el gobierno chino optó por esta opción, a sabiendas que la construcción de estas líneas puede

ayudar a un mayor desarrollo de las tecnologías renovables, especialmente por el potencial eólico que hay en la parte occidental de China.

Lo cierto es que el transporte en UHV no es algo nuevo, ya que hay construidos algunos ejemplos en el mundo. Por ejemplo, en la antigua Unión Soviética se construyeron 2.362 km de líneas de 1.150 kV (entre Ekibashtuz y Kokchetva). En Japón se construyeron 427 km de líneas de 1.100 kV AC. Esta línea era la mayor línea trifásica de doble circuito en el mundo. Se construyó en 1999 y recorría desde la devastada central nuclear de Fukushima hasta la subestación Higashi – Yamanashi. Tiene dos circuitos, que estuvieron operando a 500 kV mientras la central estaba operativa. Se podría haber subido la tensión hasta los 1.100 kV si hubiese sido necesario. Los conductores eran ACSR y la línea estaba soportada por torres de celosía de 108 metros con tres crucetas de 31, 32 y 33 metros.

Otro ejemplo de transporte a una tensión similar a la que aplica en este Trabajo Fin de Máster se puede encontrar en Canadá, en el sistema de transporte *Hydro – Québec*. Este sistema de transporte fue pionero en el uso de líneas de alta tensión de 735 kV AC y une las poblaciones de Montreal y la ciudad de Québec con las estaciones hidroeléctricas, que se encuentran a gran distancia, como la presa Daniel – Johnson, el James Bay Project y la estación de Churchill Falls. Este sistema de transporte tiene más de 34.000 kilómetros, de los cuales unos 11.000 son de la tensión mencionada. Este sistema está en funcionamiento desde el año 1965.

Otros ejemplos de líneas en alterna de una tensión similar, entre 735 y 765 kV, se pueden encontrar en Brasil, Corea del Sur, Estados Unidos y Venezuela [21].

Es cierto que la mayoría de estas líneas se están operando actualmente a un nivel de tensión inferior, ya sea por un nivel de demanda menor del esperado o por otras razones. Debido a esta modificación de la tensión, los transformadores y otros elementos podrán haber necesitado, en función de dicha variación, del uso de las tomas de los transformadores o de nuevos transformadores para poder operar a un nivel de tensión diferente para el que fueron diseñados.

Por otro lado, se van a ver también algunas aplicaciones de tecnología HVDC. Las instalaciones HVDC, como se vio anteriormente, se pueden clasificar en LCC (*Line Commutated Converter* – Convertidores que conmutan con fuentes de intensidad), convertidores basados en tiristores; y VSC (*Voltage Source Converter* o Convertidores en Fuente de Tensión), basados en IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistors* – Transistores Bipolares de Puerta Aislada).

La tecnología LCC fue la primera tecnología HVDC y permite trabajar a tensiones de 800 kV y potencias superiores a 2 GW. Como ya se ha comentado, la tecnología HVDC que aplica a este estudio es la VSC. La tecnología VSC puede trabajar desde una tensión nominal de 350 kV y puede transmitir unas potencias máximas de 1

- 2 GW. La VSC permite un control independiente de activa y reactiva y también presenta bajo contenido en armónicos. Otras características de la tecnología VSC son que la corriente puede invertirse para cambiar la dirección del flujo de potencia en el enlace HVDC y que el semiconductor puede ser desbloqueado y bloqueado por control, siendo este bloqueo independiente de la red. Una tipología típica de esta tecnología HVDC - VSC sería la figura 13.

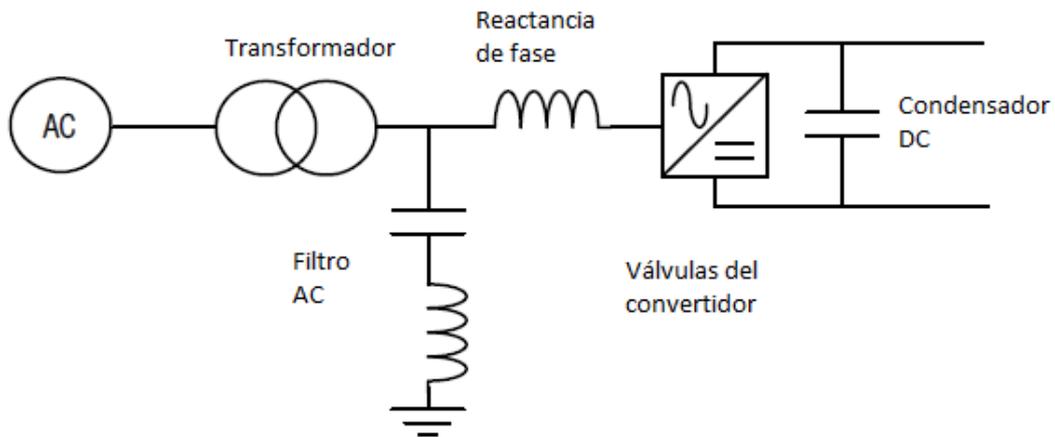


Figura 13: Configuración típica de un terminal del convertidor VSC [38]

Dentro de la tecnología VSC, se encuentran diferentes topologías, siendo la más aplicable a este Trabajo Fin de Máster la opción "(c)".

La primera topología "(a)", mostrada en la figura 14, es un sistema multiterminal simple, que se compone de un nodo DC con varias tomas (*tappings*). Siendo la forma más simple del sistema HVDC multiterminal, no hay redundancia ni mallas en este sistema, por lo que no se puede considerar realmente como una red. Sin embargo, esta topología sería muy útil como parte de una red híbrida AC-DC para reforzar el sistema AC. El enlace *SouthWest* en Suecia, presentado más adelante, es un ejemplo de esta aplicación.

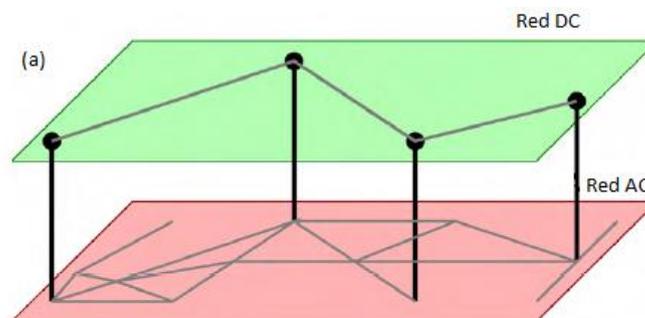


Figura 14: Sistema multiterminal simple [4]

Una segunda posibilidad “(b)”, mostrada en la figura 15, es tener una red de líneas DC independientes, donde todos los nodos son AC y las líneas de transporte clásicas serían sustituidas por un circuito DC con dos estaciones convertidoras. Aquí, todas las líneas DC son completamente controladas. Diferentes líneas podrían a operar a diferentes tensiones. También es más fácil incorporar las líneas HVDC existentes en la nueva red DC. Sin embargo, necesita un control más complejo de los flujos para mantener la frecuencia principal en caso de redes o nodos AC aislados y, por tanto, el coste aumenta muchísimo debido a la gran cantidad de convertidores necesarios. Por esta razón, se considera que esta posibilidad es completamente inviable por motivos económicos.

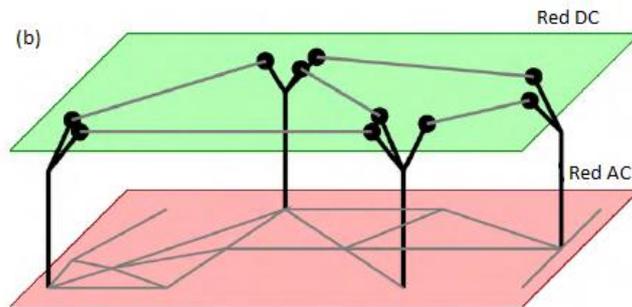


Figura 15: Red de líneas DC independientes [4]

La tercera posibilidad “(c)” (véase figura 16) es la que se considera más aplicable para el ámbito de la superred. Es una red mallada DC con un número determinado de conexiones entre el sistema AC y DC. El sistema DC se compone de nodos DC conectados los unos a los otros sin convertidores entre ellos. El sistema DC normalmente es mallado y se permiten varios caminos entre los nodos. Esto tiene una gran influencia en la fiabilidad del sistema, pero también en la forma en la que se deben instalar las protecciones. Al requerir un menor número de convertidores que en el caso anterior, el coste es mucho menor. Esta es la tecnología que más se asemeja a lo que se busca en este Trabajo Fin de Máster.

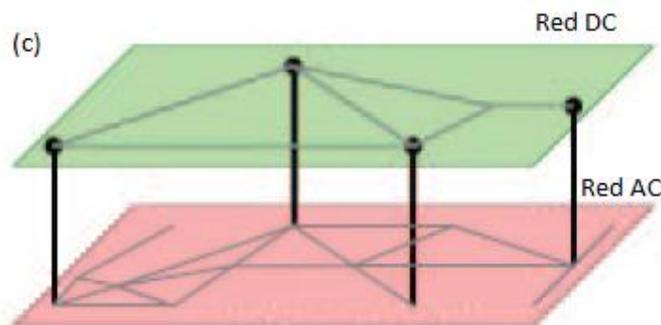


Figura 16: Red mallada DC con conexiones entre los sistemas AC y DC [4]

Una cuarta tipología “(d)” (véase figura 17) es un sistema DC mallado con convertidores adicionales. Estos convertidores tienen sus lados DC conectados en serie con la línea DC y sus lados AC conectados a la red AC a través de un transformador.

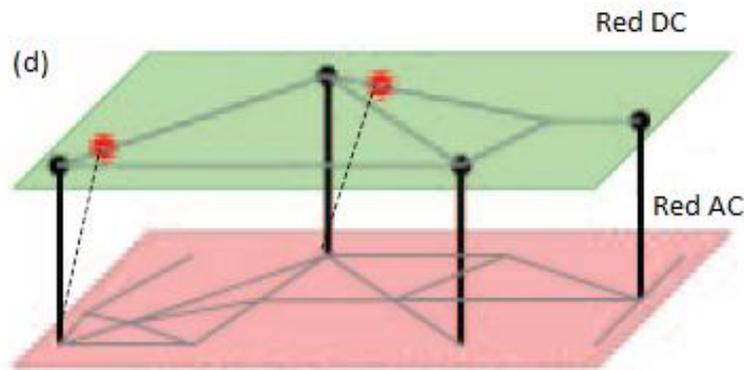


Figura 17: Sistema DC mallado con convertidores adicionales [4]

Como la creación de la superred parece que no se podrá hacer de una manera rápida, sino a largo plazo y seguramente en varias etapas, podría ser interesante la utilización de las configuraciones “a” y “c”. Es decir, comenzar incluyendo algunas líneas de la futura superred en los lugares que sea más necesario por debilidad o mayor congestión de la red, y luego ir completando la red mallada conforme el presupuesto lo permita.

La tecnología VSC tiene la ventaja de permitir conectar los convertidores a una tensión común DC [9]. Además, pueden aportar potencia reactiva y no suelen presentar fallos de conmutación ni tampoco tienen requerimientos muy importantes para el nivel de cortocircuito del sistema AC.

Hasta ahora, existen dos tipos de tecnologías VSC – HVDC que presentan una diferente configuración de sus convertidores para lograr un resultado similar. Las tecnologías se diferencian en el número de niveles que presentan sus convertidores, por un lado están los convertidores de dos o tres niveles, que envían una señal PWM; y por otro lado, están los convertidores modulares multinivel. Aunque se trate de configuraciones diferentes, la operación de estos enlaces al conectarse a sistemas de potencia es muy similar. La tecnología de convertidor que se está perfilando como candidata para la superred es el convertidor VSC modular multinivel MMC (*Modular Multilevel Converter*) [7]. Se basa en fuentes de tensión conectadas en serie, a través de un pequeño convertidor, que se conectan y desconectan de forma escalonada para formar una onda sinusoidal. Existen dos variantes en función de la tipología de los pequeños convertidores que lo integran: unión de medio puente o de puente completo. La diferencia entre ellos radica en la posibilidad que presenta el puente completo de bloquear cortocircuitos. Respecto a las características de operación, los convertidores MMC presentan una mayor capacidad de control y un nivel muy bajo de

armónicos, aunque muestran mayores pérdidas comparado con las tecnologías de convertidores de dos o tres niveles.

Hay diferentes topologías de convertidores multinivel: NPC (*Neutral Point Clamped*), que conlleva una estructura muy compleja para un mayor número de niveles; FC (*Flying Capacitor*), que requiere un gran número de condensadores con capacidad de almacenamiento muy grande, aumentando así el tamaño y el coste; *Cascaded H-bridge*, que tiene una aplicación limitada; y los M2C (*Modular Multilevel Cascaded Bridge Converter*). Este M2C fue propuesto por Marquardt y Lesnicar y ha conseguido mucha popularidad gracias a sus ventajas sobre las topologías convencionales. El M2C es muy escalable respecto al número de niveles. El componente básico de un M2C se llama submódulo, y el número de estos se puede aumentar o disminuir a la vez que lo hace el número de niveles para conseguir la tensión de salida deseada. Se han propuesto tres topologías de submódulos para el M2C: HSBM (*Half Bridge Submodule*), FBSM (*Full Bridge Submodule*) y CDSM (*Clamp Double Submodule*).

A nivel mundial, el mercado de tecnología VSC está dominado por ABB, Siemens y Alstom Grid. La primera aplicación presentada de la tecnología HVDC VSC MTDC es de Alstom Grid, se trata del *SouthWest Link*, en Suecia [16]. Esta conexión fue propuesta por los operadores del sistema de los países involucrados, Noruega y Suecia (*Svenska Kraftnät* y *Statnett*), aunque finalmente no se construirá el enlace que iba a conectar con Noruega.

El sur de la red sueca es relativamente vulnerable ante colapsos y congestiones. En el sur de Suecia, el consumo de electricidad a menudo es superior a la generación, lo que conlleva un aumento del precio de la electricidad de la zona al tener que importarla desde zonas alejadas. Se espera que el *SouthWest Link* (véase figura 18), con una capacidad de transporte de 1.200 MW, limite estos aumentos en el precio, a la vez que se incrementa la robustez del sistema y la capacidad de transporte, permitiendo la integración de la generación eólica de la zona.

El enlace se está construyendo actualmente y se compone de tres nuevas subestaciones AC, dos estaciones convertidoras, cables subterráneos y líneas aéreas. La conexión consiste en dos partes que convergen en la subestación de Barkeryd, situada en la parte central del sur de Suecia. La conexión AC se extiende hacia el norte hasta la subestación de Hallsberg; y al sur, la conexión DC llega hasta la subestación de Hurva, en la provincia de Skåne.



Figura 18: SouthWest Link [16]

La parte norte del enlace consta de 180 km de líneas aéreas de 400 kV AC, y su puesta en servicio fue en abril de 2015. Sin embargo, la parte sur aún está en construcción. Ésta consta de 250 km de tecnología HVDC VSC MTDC (60 km líneas aéreas y 190 de cables subterráneos) con una capacidad de transferencia de 1.200 MW. La puesta en servicio está establecida para septiembre de 2016 para los primeros 600 MW y para junio de 2017 los 600 MW restantes. La inversión del proyecto es de unos 800 M€.

Otro ejemplo de esta tecnología utilizada en el presente se puede ver en Alemania con el proyecto *BorWin2* [17]. Con este proyecto, el operador del sistema alemán *TenneT* cuenta en su haber con una nueva conexión DC a su red de 200 km de largo y una capacidad de transporte de potencia adicional de 800 MW. Esta conexión puede ser utilizada por los parques eólicos *offshore* de *Veja Mate und Global Tech 1*, situados a más de 100 km de la costa, para integrar una gran cantidad de energía a la red. El proyecto se aceptó en 2010 y se puso en servicio el 30 de enero de 2015.

*BorWin2* ha sido construido con la tecnología de Siemens. La tecnología empleada fue VSC y los convertidores multinivel modulares. La atracción especial de este enlace es que una de las dos estaciones convertidoras está construida en el mar. Cada estación convertidora está equipada con dos transformadores trifásicos de 590 MVA *offshore* y 585 MVA *onshore*. Cada cable de 300 kV (hay dos) que unen la plataforma con la subestación *onshore* tienen una longitud de 200 km, de los cuales 125 son cables subacuáticos y 75 km son subterráneos. Se puede ver un esquema en la figura 19.



Figura 19: BorWin2 [17]

Sin ir más lejos, se puede encontrar otro ejemplo de esta tecnología en nuestro país, en la última conexión para interconectar Francia y España [18]. La interconexión eléctrica subterránea España – Francia es una obra pionera en el mundo. Los operadores del sistema de ambos países (Red Eléctrica de España – REE; *Réseau de Transport d'Électricité* - RTE) firmaron en 2008 un acuerdo para construir, a partes iguales, la sociedad *Inelfe* con el fin de ejecutar la construcción de una nueva línea eléctrica que uniera España y Francia por el este de los Pirineos, duplicando la capacidad de intercambio de 1.400 a 2.800 MW. De este modo, también se aumenta la seguridad, estabilidad y calidad del suministro eléctrico en ambos países, además de permitir una mayor integración de la energía eólica procedente del sistema ibérico, así como de la energía nuclear procedente del sistema francés.

La nueva línea tiene un trazado de 64,5 km y enlaza los municipios de Santa Llogaia (Figueres) con Baixas, próximo a Perpiñán. El trazado de la interconexión va soterrado en zanja de hormigón menos el túnel de 8,5 km que atraviesa los Pirineos y que transcurre paralelo a la línea ferroviaria de alta velocidad. Vemos su localización en la figura 20.



Figura 20: Interconexión Francia - España. Año 2015 [18]

Se trata de una línea DC de 320 kV de tensión y ha sido necesario construir dos estaciones convertidoras, una en cada extremo del trazado. Cada estación cuenta con más de 5.400 módulos de potencia para la conversión. Por primera vez en Europa, se ha utilizado la tecnología VSC en un enlace eléctrico de esta potencia.

Los trabajos de construcción de la línea finalizaron en febrero de 2015, coincidiendo con la inauguración oficial de la misma. Desde esa fecha, la línea ha estado funcionando en modo de pruebas técnicas, y desde el 5 de octubre de 2015, ha iniciado su operación comercial. La inversión total de la interconexión asciende a 700 millones de euros.

El último proyecto en funcionamiento que se presenta es el *Caprivi Link Interconnector*, en África [22]. Este enlace de HVDC que utiliza la tecnología VSC conecta las redes AC de Namibia y Zambia con 950 km de líneas aéreas operando a 350 kV. La puesta en servicio de los primeros 300 MW fue completada en octubre de 2010, pero está previsto ampliar la conexión otros 300 MW. Se puede observar su localización en la figura 21.



Figura 21: Caprivi Link Interconnector [22]

La red existente en el sur de África (SAPP: *Southern African Power Pool*) está representada por un sistema AC interconectado con tres sistemas HVDC. La mayor parte de la generación situada en Sudáfrica consiste principalmente en centrales térmicas, mientras que el área central (Zimbabue y Zambia) contiene una gran proporción de centrales hidroeléctricas. Por último, el corredor oeste (Namibia) tiene una pequeña generación hidroeléctrica y térmica. El enlace *Caprivi Link* es muy importante para la conexión de la zona ya que une el sudoeste con la parte sur de África. Para la puesta en servicio de los primeros 300 MW, el coste del proyecto fue de 350 M€.

Como información adicional, se presentan dos proyectos HVDC – VSC que están en fase de diseño y construcción, y que tienen prevista la puesta en servicio en 2020 y 2021. Estos enlaces son, respectivamente, el *NordLink* y el *North Sea Link*, ambos de ABB.

El *NordLink* [19] es un excelente ejemplo de cómo la interconexión de redes utilizando la tecnología HVDC puede ayudar a los países a conseguir un mix energético sostenible. Este enlace tiene una longitud de 623 km, siendo de este modo la interconexión más larga de Europa. Este enlace es fundamental para conectar Alemania con la península escandinava (véase figura 22) y ha sido declarado como proyecto de interés europeo, ya que se prevé que pueda ayudar a crear el ansiado mercado europeo único de la electricidad.



Figura 22: NordLink [19]

En este caso, ABB proporciona a *Statnett* y *TenneT* dos estaciones convertidoras de  $\pm 525$  kV para poder transferir 1.400 MW y un sistema de cables de 525 kV, donde se encontrarán cables subacuáticos, subterráneos y líneas aéreas.

Por último, el enlace *North Sea Link* [20] interconectará los mercados británico y nórdico (véase figura 23), aumentando de esta manera la seguridad de suministro de ambas regiones. Al igual que el mencionado anteriormente, la capacidad de transporte

será de 1.400 MW y también será de doble circuito. Este enlace será el mayor enlace subacuático del mundo y la primera interconexión entre el Reino Unido y Noruega. El enlace ayudará a evacuar la energía desde el Reino Unido cuando, por ejemplo, la generación eólica sea alta y la demanda sea baja, reservando el agua de las centrales hidroeléctricas de Noruega. Cuando la demanda sea alta en el Reino Unido y la generación eólica sea baja, la energía será transmitida en sentido contrario, mejorando la seguridad de suministro del Reino Unido. Además, también será un enlace determinante para el futuro mercado europeo único de la electricidad. La longitud de los cables subacuáticos será de 730 km, la tensión DC de  $\pm 525$  kV y ABB fabricará dos estaciones convertidoras de tecnología VSC, una a cada lado de la conexión subacuática.



Figura 23: North Sea Link [20]

Con el objetivo de recopilar la información presentada en esta sección, se muestran los datos más relevantes en la tabla 8.

Tabla 8: Resumen de la sección 1

Proyecto	País	Fabricante	Capacidad aportada (MW)	Puesta en servicio
SouthWest Link	Suecia	Alstom Grid	1.200	Junio 2017
BorWin2	Alemania	Siemens	800	Enero 2015
Interconexión España – Francia	España - Francia	Siemens	1.400	Octubre 2015
Caprivi Link Interconnector	Namibia – Zambia	ABB	600	300 MW: Enero 2010 300 MW: Sin determinar
NordLink	Alemania - Noruega	ABB	1.400	Previsto 2020
North Sea Link	Reino Unido – Noruega	ABB	1.400	Previsto 2021

## 2. Diferentes casos de repotenciaciones en el mundo

Hay diferentes estudios sobre repotenciación y modernización de las líneas aéreas de transporte. Normalmente, estos estudios obtienen distintos incrementos en la capacidad de transporte, por lo que consecuentemente habrá diferentes costes asociados. El método de repotenciación será distinto para caso particular, por lo que habrá que analizarlo individualmente.

El primer caso que se presenta es el de una red existente de 88 kV entre Normandie y Hlungwana, en Sudáfrica [13]. Se buscaba aumentar la capacidad de transferencia de energía. El conductor presente en esta red es *Wolf ACSR* y con un cable de guarda de acero 7/2,65 con torres de celosía. La línea fue diseñada para 50 °C. El conductor *Wolf ACSR* está limitado a una temperatura máxima permitida por el conductor (MACT) DE 90 °C. Cabe mencionar que la mayoría de las líneas tienen conductores ACSR que están limitados a un MACT de 75 a 100 °C, mientras que los conductores HTLS están limitados a unos 150 – 210 °C.

Se estudiaron distintas opciones para llevar a cabo esta repotenciación, entre ellas incrementar el límite térmico de los conductores existentes. Para ello, se analizó el proyecto con el software PLS-Cadd y se determinó que el conductor existente tenía buen rendimiento a 132 kV. Otras opciones que se consideraron para conseguir la repotenciación deseada fueron: aumentar el nivel de tensión de los conductores existentes, sustituir (quitar y volver a construir) las líneas actuales por otras nuevas o, incluso, recablear la línea actual con conductores HTLS, que tienen un nivel de elongación térmico más pequeño, menor flecha, diámetro del conductor similar y una resistencia similar. Por tanto, es una opción atractiva para la repotenciación de la línea.

Para este caso particular, se tuvieron en cuenta los siguientes conductores: el conductor ACSS/TW Oriole (*Aluminum Conductor Steel Supported / Trapezoidal Wire*), que tiene unas propiedades de expansión térmica muy similares a las de los ACSR; el conductor ACCC (*Aluminum Conductor Composite Core*), que tiene un funcionamiento muy bueno al presentar una elongación térmica más pequeña; el ACCR (*Aluminum Alloy Conductor Composite Reinforced*), que tiene unas características de conductividad y resistencia a la tracción muy buenas y también presenta una menor flecha a temperaturas elevadas; el GZTACSR Hawk (*Gap-Type Heat Resistant Aluminum Alloy (Aluminum Zirconium) Conductor Steel Reinforced*), que tiene un pequeño hueco entre el núcleo y la cara interna de la capa exterior que favorece a la distribución de la resistencia a la tracción; el ZTACIR Hawk Equivalent (*Extra Heat Resistant Aluminum Allot (ZT – Aluminum) Conductor Invar Reinforced*), similar al ACSR pero con núcleo de aleación de invar de alta resistencia. Tiene una flecha relativamente baja a temperaturas altas. El precio es caro debido al coste del material invar.

Casi tan importante como la viabilidad técnica, lo es la viabilidad económica. El análisis económico de las opciones técnicamente válidas determina que la opción más económica sería incrementar el límite térmico del conductor existente *Wolf ACSR*. El problema de esta opción radica en que las pérdidas resistivas serían altas. Las pérdidas resistivas ( $I^2 \cdot R$ ) fueron cuantificadas sobre un periodo de inversión de 18 años. Tras esta, la siguiente mejor opción consistía en el recableado de la línea actual con cables del tipo HTLS y, por último, echar abajo y reconstruir la línea con conductores *Single* o *Twin Kingbird ACSR*.

Todas las opciones estudiadas incluyen en su coste total de inversión (TIC) el coste de inversión de capital (CIC), incluyendo el coste de desmontar la línea existente para las opciones de reconstrucción; y el coste total de las pérdidas o coste de operación total (TOC).

La mejor opción en cuanto al coste, basado en el TIC, es mantener el conductor *Wolf ACSR* en su sitio, incrementar su nivel térmico y luego aumentar la tensión a 132 kV. Las opciones de reconstruir la línea son más competitivas de lo que cabría esperar en un principio. Esto es debido a las bajas pérdidas que experimental los conductores *Kingbird*. Entre el resto de opciones, el recableado con HTLS, la mejor opción es la de *GZTACSR Hawk*.

Un parámetro más eficiente para evaluar el coste es el ratio del TIC por cada MVA incrementado. Mantener el conductor existente *Wolf ACSR* es una muy buena opción si obviamos que, después del año 18, el *Wolf ACSR* no será capaz de soportar la carga requerida. Si no lo obviamos, entonces otras opciones son más atractivas. En cuanto a la opción de reconstruir la línea, la opción de *Twin Kingbird* es la más competitiva y atractiva. Sin embargo, esta opción es a menudo prohibitiva, ya que conllevaría un corte de la red durante un tiempo. La opción más atractiva de recableado es la de *GZTACSR Hawk*. Un poco más cara, pero capaz de funcionar a temperaturas más altas y a una potencia mayor, están las opciones de *ACCC Copenhagen* y *ZTACIR Hawk Equivalent*.

Como se ha visto, repotenciar una línea aérea puede ser una opción económica para incrementar la capacidad de transferencia. La opción de tirar la línea, en el caso de que sea asumible, y volver a construir la línea con un conductor a una tensión más elevada puede ser una opción más competitiva que la sustitución por conductores HTLS, ya que estos conductores, a pesar de que ofrecen unas mejoras más importantes de la capacidad de transferencia, son soluciones caras.

Un caso similar al que nos aplica en Europa, también se ha estudiado en Estados Unidos. El caso particular que se describe a continuación es el proyecto de *Clean Line Rock Island*, en el estado de Iowa [3].

Al igual que en el caso de Europa, se deben tener en cuenta razones tecnológicas, políticas, económicas y ambientales a la hora de implementar la red de transporte.

La solución escogida, en este proyecto, es la tecnología HVDC, usando LCC. El motivo de esta elección está razonado más adelante, pero conviene destacar que el objetivo de este proyecto era interconectar los distintos sistemas de transporte en Estados Unidos, pero sin hacer una red mallada (véase figura 24). Cuando se habla de conexiones malladas, la tecnología LCC no es tan buena opción por razones económicas y de rendimiento, ya que se necesita instalar equipamiento adicional para integrar múltiples líneas HVDC en una sola subestación convertidora, lo que aumenta considerablemente el coste del proyecto. Por lo que, para redes malladas (véase figura 25), consideran que la solución más adecuada es la de utilizar VSC.

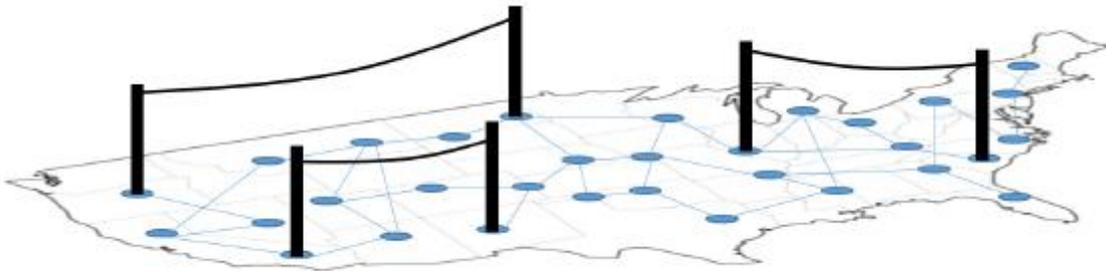


Figura 24: Configuración punto a punto o radial [3]

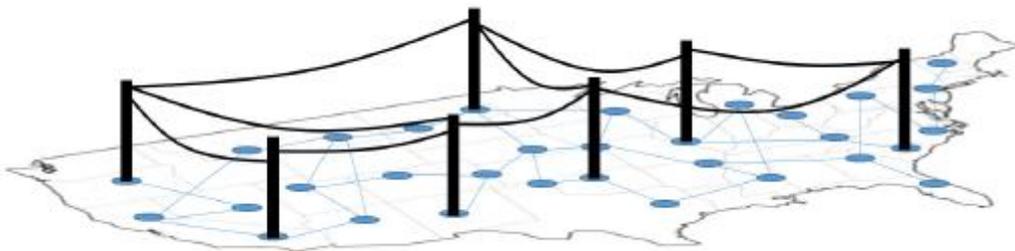


Figura 25: Configuración multiterminal o mallada [3]

En cuanto a la perspectiva económica, la inversión necesaria para un nuevo sistema de transporte se puede separar en diferentes categorías: costes de las subestaciones, uso de la tierra, coste de los cables/líneas, costes operacionales y de construcción, costes de mantenimiento y seguro. A la hora de hacer el estudio económico, se deben tener en cuenta los factores que pueden tener un impacto directo en el coste de la estructura: cantidad de energía que se quiere transmitir, el medio de transporte, condiciones ambientales, de seguridad y otras normativas.

En el artículo [3] se estudian cuatro alternativas para líneas de 600 km: dos de alterna (aérea) y dos de continua.

El coste estimado para la primera opción planteada, es decir, una línea aérea HVAC de 500 kV con circuito simple y capacidad de transferencia de 2.000 MW es de 1,05 M€/km para la línea de transporte y 39,4 M€ por cada subestación. También se necesitan tres TCSC (*Thyristor Controlled Series Compensator*). El precio para los tres TCSC serían 60,89 M€. Se esquematizan estos costes en la figura 26.

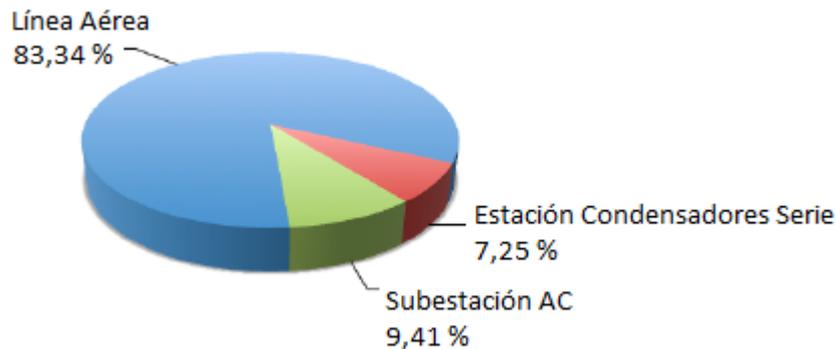


Figura 26: Línea aérea de 600 km. Circuito simple 500 kV AC. 2.000 MW [3]

Para el caso particular estudiado en este Trabajo Fin de Máster, como se va a reutilizar la mayor parte de la estructura existente de las líneas de transporte, el coste de 1,09 M€/km se vería reducido.

La segunda opción es igual que la primera pero utilizando un doble circuito (4.000 MW). Ambos circuitos se instalan en la misma torre. Esto aumenta un poco la servidumbre de paso y hace que las torres que se utilicen sean mayores. El precio de la subestación es aproximadamente el doble: 73,46 M€. Se pueden ver estos costes resumidos en la figura 27.



Figura 27: Línea aérea de 600 km. Doble circuito 500 kV AC. 4.000 MW [3]

Las dos próximas opciones utilizan la tecnología HVDC, por lo que es importante recordar que las subestaciones convertidoras de HVDC son mucho más costosas que las subestaciones HVAC. Aproximadamente, el coste del equipamiento necesario para AC es el 40 % del necesario para HVDC.

La tercera opción consiste en una línea aérea de  $\pm 500$  kV HVDC LCC bipolar – 3.000 MW. El coste de la línea de transporte en esta opción es de 0,62 M€/km. El coste aproximado de este convertidor sería de 266,13 M€, cinco veces más que su equivalente en AC (véase figura 28).



Figura 28: Línea aérea de 600 km. LCC HVDC  $\pm 500$  kV. 3.000 MW [3]

La cuarta y última opción propuesta es una línea subterránea  $\pm 500$  kV HVDC con una capacidad de transferencia de 2.000 MW. El coste estimado del conductor es 0,65 M€/km. El coste de empalme es de 0,05 M€ por unidad y el de terminación de 0,26 M€ por unidad. Los costes más importantes de esta opción son los de instalación, de 1,5 M /km; y el coste de la estación convertidora HVDC es de 209,62 M€. En la figura 29 se presenta un esquema de los costes.

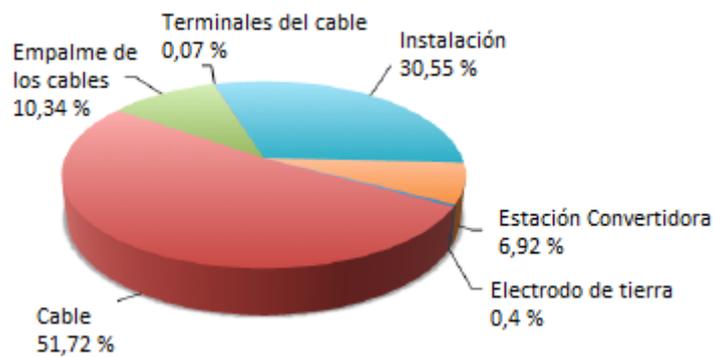


Figura 29: Cable subterráneo de 600 km. LCC  $\pm 500$  kV HVDC. 2.000 MW [3]

En la figura 30 se puede ver un resumen de estas opciones para una distancia de 600 km. Es conveniente destacar que la opción 3 presentada es de tecnología LCC, cuando la opción que considerada en este Trabajo Fin de Máster para la superred es VSC, pero el resultado puede servir para obtener una idea global del coste de las alternativas.

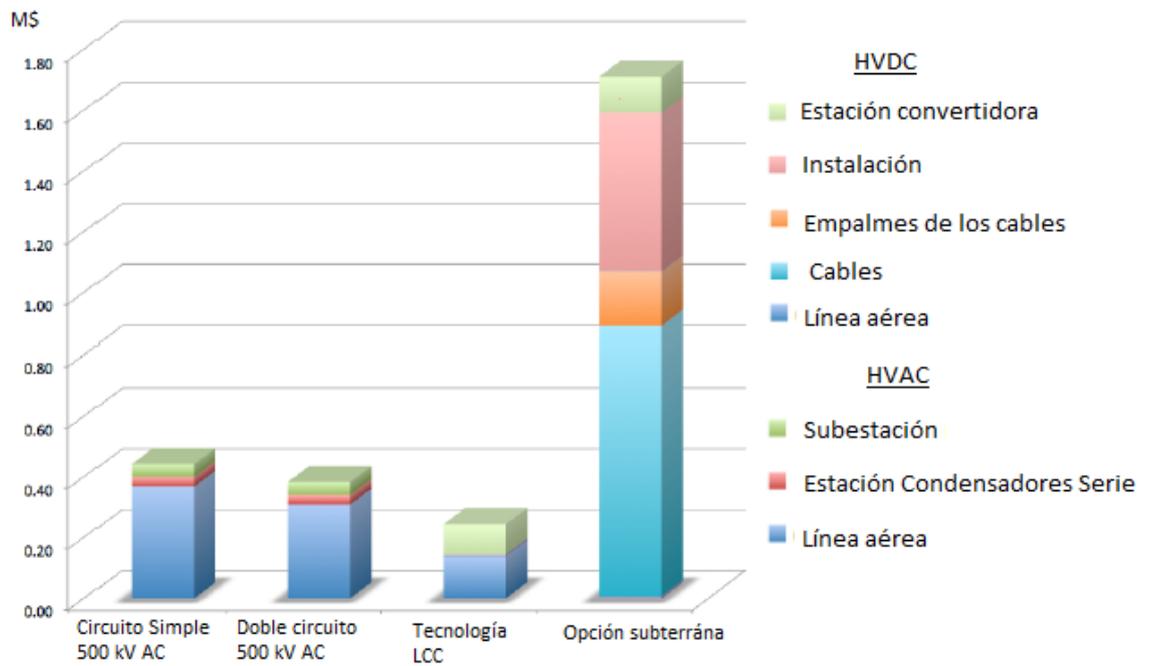


Figura 30: Comparación del precio por MW para una línea de 600 km [3]

Otro punto de vista a tener en cuenta es el político y ambiental. Uno de los aspectos más importantes es la cantidad de terreno utilizado. Según estos autores, la servidumbre de paso para una línea de transporte HVDC es bastante menor que para HVAC. HVAC necesita tres fases y se necesitaría el uso de tres torres para transferir la misma cantidad de energía que se consigue en HVDC con una sola torre. Podemos sacar como conclusión que el coste derivado de la servidumbre de paso en ningún caso será menor para HVAC.

Por otro lado, y como ventaja para la tecnología HVAC, las subestaciones convertidoras de HVDC tendrían una mayor repercusión sobre el terreno utilizado que las subestaciones convencionales de HVAC.

La decisión final para este proyecto fue la HVDC. Las líneas que utilizaron para el mismo, fueron de más de 800 km y sin reutilizar las existentes, por lo que el estudio económico fue favorable a esta tecnología.

## Capítulo 4: REPOTENCIACIÓN PROPUESTA

---

Para poder establecer una economía baja en carbono y mantener el aumento de la temperatura global media por debajo de 2 °C, los países industrializados tienen que reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero un 95 % para el año 2050. Se espera que el sector de la energía en Europa pueda hacer una gran aportación para conseguir esas reducciones y pueda llegar a ser una de las claves para conseguir una economía baja en carbono.

Para ello, la integración de sistemas de energía renovable descentralizados a la red debe ser una de las prioridades en cuanto a inversiones en la infraestructura eléctrica. Con este objetivo, los distintos operadores del sistema y la industria eléctrica están intentando implementar cambios en la manera en que la energía es transmitida para poder integrar mejor las energías renovables alejadas de los centros de consumo.

Para 2050, la mayoría de la electricidad de Europa procederá de fuentes de energía renovables, y las redes de transporte del continente deberán estar preparadas para transportar toda la energía integrada.

El proyecto BEST PATHS, presentado anteriormente y que está coordinado por Red Eléctrica, ayudará a solventar los desafíos de integrar las renovables en el mix energético. Tiene como objetivo desarrollar nuevas tecnologías para incrementar la capacidad de transporte y la flexibilidad del sistema de transporte europeo. El proyecto tiene cinco líneas de investigación para conseguir su objetivo, uno de los cuales, el de repotenciación de la red de transporte actual, nos interesa profundamente; sin perder de vista el de mejorar la interoperabilidad con tecnología HVDC – VSC, que también nos es de interés.

Los objetivos que se plantea la línea de investigación de repotenciar el sistema de transporte actual son, en primer lugar, los de analizar y modelar los conductores HTLS con especial estudio del comportamiento tras el paso de los años y determinar los beneficios de las crucetas aisladas; en segundo lugar, intentar validar todas las potenciales aplicaciones de los procesos una vez que estén instalados; y en tercer lugar, el desarrollo de un sistema prototipo DLR (*Dynamic Line Rating*) basado en sensores de bajo coste que permitan a las actuales tecnologías de las líneas operar a unas temperaturas más altas.

El proyecto tiene una duración de cuatro años, desde octubre de 2014 hasta septiembre de 2018 y cuenta con un presupuesto de 62,8 M€. En la figura 31, se muestra su presentación.

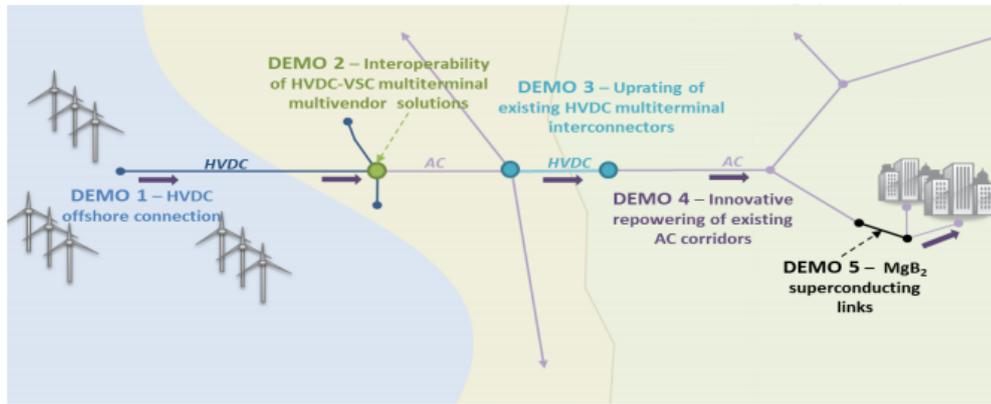


Figura 31: Esquema del proyecto BEST PATHS, coordinado por REE [39]

El estudio que se realiza en este Trabajo Fin de Máster tiene un objetivo similar que una de las líneas de investigación del proyecto BEST PATHS, ya que se proponen algunas soluciones para repotenciar el sistema de transporte europeo sin modificar la localización de las torres existentes.

Antes de comenzar con las soluciones propuestas en este Trabajo Fin de Máster, se analizan algunas soluciones encontradas en la literatura:

Se han estudiado y utilizado las soluciones que se presentan en [2]. En este artículo se utiliza un algoritmo para determinar la tecnología y las rutas óptimas para la expansión del sistema de transporte en Europa, teniendo en cuenta el recorrido de las líneas. Los datos que se tuvieron en cuenta para el cálculo fueron suministrados por el proyecto *e-Highway 2050*. Se tuvo en cuenta la actual infraestructura de la red de transporte, las áreas agrícolas, montañas, zonas protegidas y zonas urbanas y se asignaron unos pesos que se corresponden con la oposición a pasar líneas eléctricas por esa zona. De esta forma, un peso de 1.000 significa la máxima oposición a que la línea atravesase esa zona. Los pesos asignados en [2] fueron los presentados en la tabla 9.

Tabla 9: Pesos espaciales utilizados [2]

Área	Estrategia 1		Estrategia 2		Estrategia 3	
	Aérea	Subterránea	Aérea	Subterránea	Aérea	Subterránea
Urbana	40	2,5	40	2,5	100	2,5
Montaña	15	4,5	40	4,5	100	4,5
Zonas naturales	5	2	40	2	100	2
Áreas agrícolas	1	1	40	1	100	1
Áreas protegidas	40	40	40	40	100	40
Corredores existentes	0,5	0,8	0,1	0,8	1	0,8
Carreteras existentes	0,5	0,8	0,1	0,8	1	0,8
Vías de ferrocarril existentes	0,5	0,8	0,1	0,8	1	0,8
Mar	1.000	0,75	1.000	0,75	1.000	0,75

Entonces, en [2] se estudian tres alternativas: la primera, en la que se puede utilizar HVAC sin restricción de terreno (véase figura 32); la segunda, en la que las líneas aéreas que se utilizan solo se pueden hacer sobre la infraestructura existente y el resto debe hacerse subterráneo; y la tercera, en la que toda la infraestructura debe ser subterránea.



Figura 32: Resultado de la estrategia 1 [2]

Para la estrategia 2, en la que las líneas HVAC solo pueden construirse sobre su infraestructura actual, se observa un resultado sorprendente (véase figura 33), ya que la tecnología predominante es la subterránea. Esto es debido a la penalización o peso que se ha asignado a distintas zonas (urbanas, zonas protegidas...), por lo que este resultado no tiene por qué ser definitivo. Si se asignan unas penalizaciones distintas, el resultado sería otro.

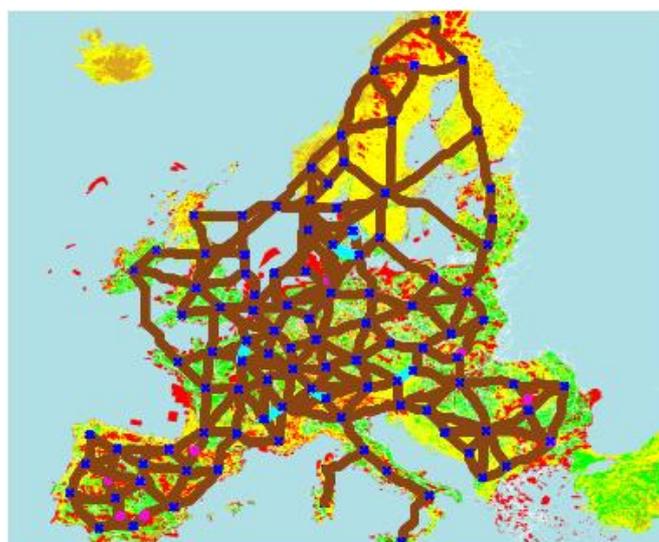


Figura 33: Resultado de la estrategia 2 [2]

Utilizando un esquema del sistema de transporte más básico, se podrían reducir también los costes.

Lo que tiene que quedar claro tras el análisis de [2] es que estos resultados son consecuencia de los pesos asignados a cada zona. Los resultados obtenidos no deben tomarse como definitivos ya que, por ejemplo, al hecho de que una línea atraviese un área protegida se le asigna el peso máximo (1.000), pero puede que por el hecho de que pase una línea por una zona natural, se consigue una reducción de coste muy importante o incluso se consigue una mayor descarbonización del mix energético. Entonces, podría darse por bueno el hecho de no asignarle el mismo peso a todas las áreas de un mismo tipo. Por ejemplo, está bien que se asigne el peso máximo a las áreas protegidas, pero se podría ser permisivo con una o dos líneas si los beneficios que presentan son más importantes que las desventajas.

El análisis que se hace en este Trabajo Fin de Máster gira en torno a la estructura de los apoyos, los conductores y los complementos para la sujeción de los mismos, ya sean aisladores u otros útiles que se puedan utilizar. Pese a ser también relevantes, hay parámetros como las protecciones eléctricas o la interacción magnética que dejaremos en un segundo plano a la hora de extraer nuestras conclusiones.

## 1. Análisis económico

A la hora de calcular el coste que puede conllevar cada opción de repotenciación, es importante tener en cuenta todos los posibles costes que cada alternativa pueda derivar: coste de los conductores, costes necesarios para la modificación de los apoyos, costes operacionales, de construcción y de mantenimiento; y los costes de las subestaciones.

Los parámetros de diseño de las líneas eléctricas tienen una gran interacción entre ellos mismos en términos del coste del sistema. Un cambio en algún parámetro del diseño del conductor, como podría ser el diámetro o su configuración, afecta al diseño de las torres eléctricas, por lo que también afecta al proceso de construcción y al coste total del sistema.

El análisis económico es determinante en la selección de una alternativa óptima de repotenciación de líneas eléctricas ya que, desde el punto de vista técnico, habitualmente es viable más de una alternativa. Los recursos económicos son limitados y las inversiones restringidas, y por eso la viabilidad técnica es una condición necesaria pero no suficiente para llevar a cabo el proyecto.

Para hacer un análisis cuantitativo completo, es interesante presentar dos conceptos importantes para evaluar el coste de un proyecto de líneas eléctricas: el coste del ciclo de vida y el uso de intervalos matemáticos de incertidumbre [23]. Estos

conceptos, especialmente el de intervalos matemáticos, requieren un conocimiento muy exhaustivo de estadística, por lo que su aplicación queda fuera del alcance de este Trabajo Fin de Máster. En cualquier caso, es conveniente analizar el artículo [23] para describir el método del coste de ciclo de vida, ya que el análisis detallado de los costes que se presenta en el *Capítulo 5* está basado en este método.

La metodología del coste del ciclo de vida (LCC, por sus siglas en inglés) es una herramienta muy potente que sirve para valorar los costes totales de un proyecto durante su ciclo de vida. Este método ayuda a seleccionar un diseño de configuración particular de entre varias alternativas. Estos estudios de coste de ciclo de vida requieren una gran cantidad de datos para hacer un análisis preciso. Para ello, se utilizan intervalos matemáticos de incertidumbre mencionados en el párrafo anterior. Particularmente, en este estudio [23] se utilizaron intervalos matemáticos para el análisis del coste de ciclo de vida para líneas aéreas y subterráneas comunes. Los resultados revelan unos costes que ayudan a evaluar las estrategias de construcción, operación y mantenimiento de las líneas.

Para un proyecto típico de líneas de transporte, el método tiene en cuenta las etapas de diseño, implementación y sustitución. En ocasiones, solo se considera la viabilidad técnica y económica del proyecto para completar la construcción e iniciar la operación, por lo que el coste de la inversión solo refleja las fases de diseño y construcción. Aunque esta fase conlleva una parte importante de la inversión total de la línea, las pérdidas, los períodos de reparación y los costes de operación también deben ser considerados al evaluar el proyecto.

El proceso de evaluación del proyecto consta de las siguientes etapas:

**Etapas de diseño:** Las líneas de transporte son diseñadas para transportar la energía de la manera más económica posible a la vez que se cumplen unos requerimientos de seguridad y fiabilidad. Además, tienen que cumplir los requisitos impuestos por las condiciones ambientales y las regulaciones locales para ser construidas. Los factores que influyen significativamente en el diseño de las líneas de transmisión son la servidumbre de paso, las condiciones ambientales, la configuración y material de los conductores, el diseño de los aisladores, la geometría y diseño de las torres, y sus cimientos. Este método da como resultado una estimación del coste para las diferentes fases del proyecto y ayuda a elegir la opción más económica entre varias soluciones técnicas.

**Etapas de construcción y operación:** Los costes de construcción y operación de una línea de transporte se extienden en un marco de tiempo muy amplio. Los costes típicos que se estudian en esta fase son los costes de construcción, de funcionamiento y de mantenimiento, además de los de las pérdidas.

La aplicación del método LCC para evaluar el coste de la línea de transporte incluye factores macroeconómicos que dependen de la economía del país. Debemos tener claro que cada país tiene una regulación local, unas tasas de impuestos distintas y que, por lo tanto, los datos aportados pueden variar de un país a otro. En el caso que nos ocupa en este Trabajo Fin de Máster, el proyecto debe desarrollarse bajo el amparo de la Unión Europea, por lo que deberían existir las mismas condiciones para todos los países en los que estuviese presente la superred.

Cada proyecto de líneas de transporte es único, pero el modelo típico se rige por la ecuación 4-1.

$$C_{LC} = C_{CI} + C_{OM} + C_{EL} \quad (4-1)$$

Donde  $C_{LC}$  es el coste de ciclo de vida,

$C_{CI}$  es el coste de inversión de capital,

$C_{OM}$  es el coste de operación y mantenimiento; y

$C_{EL}$  es el coste debido a las pérdidas.

❖ Coste de inversión de capital:

Para una nueva línea de transporte, este coste es el de las estructuras, conductores, trabajos civiles, ingeniería y administración. Los factores que influyen en estos costes son la servidumbre de paso, las regulaciones locales y los materiales de construcción.

Es decir, los costes de inversión son los que se presentan en la ejecución de la obra. Este coste lo componen las cantidades y los costes unitarios de materiales, obra civil, montaje y desmontaje.

Los materiales que se deben tener en cuenta en un proyecto de líneas de transporte son las estructuras (apoyos), ya sean torres metálicas o postes; conductores de fase, cables de guarda, cadenas de aisladores con herrajes, los distintos accesorios y los materiales para la puesta a tierra.

En el caso que aplica, tratándose de líneas de muy alta tensión que se ubican generalmente en zonas rurales alejadas de centros urbanos, las estructuras utilizadas son de tipo torre. Para estimar el coste de las mismas, primero hay que distinguir entre estructuras de anclaje y de suspensión, ya que para cada una de ellas, se tienen unas dimensiones y accesorios diferentes. Generalmente, ambos tipos de estructuras tienen precios similares, pero no pasa lo mismo con los accesorios. En estructuras de anclaje, el conjunto de herrajes tiende a ser más costoso. También hay que tener en cuenta que el número de estructuras de suspensión es mayor que el de estructuras de anclaje.

En casos de repotenciación, según la alternativa empleada, puede no ser necesario un cambio en la estructura de las torres, por lo que el coste de inversión en las estructuras podría ser cero. Para las tres alternativas de repotenciación que se presentan en este Trabajo Fin de Máster sí que se necesita una inversión en las estructuras. En las dos primeras alternativas hay que contar con el material de los módulos superiores en los que se sitúan los nuevos conductores de las líneas de tensión superior y con el material necesario para reforzar la estructura original. En el tercer caso, modificación a red híbrida, al aumentar el número de conductores, también es necesario reforzar la estructura original. En cualquier caso, se detalla en el capítulo 5.

El siguiente coste de inversión referente a los materiales sería el de las cadenas de aisladores. Estos costes incluyen el conjunto de herrajes para los conductores de fase, para el cable de guarda y los aisladores. Para nuestras alternativas, se necesitarán unos aisladores de material compuesto en las tres opciones propuestas, y además algunos accesorios extras, como espaciadores.

Otro coste de inversión con relación al material es el del equipo de puesta a tierra, que incluye la varilla de puesta a tierra y el cable a utilizar de puesta a tierra. Es posible que la varilla de puesta a tierra no sea necesario modificarla. El cable de puesta a tierra que se suele utilizar es de 3 a 4 metros por estructura.

El último coste de inversión en referencia al material es el de los conductores. Para este caso particular, se contará con este coste de inversión para las tres alternativas, ya que se necesitarán nuevos conductores. Para las dos primeras alternativas, hay que añadir los conductores que se situarán en el módulo superior, mientras que para la tercera alternativa, hay que añadir también nuevos conductores en el lado de AC que no se va a convertir, con el objetivo de mantener la capacidad que existía antes de la conversión.

Tras el coste de inversión, también hay que tener en cuenta el coste de la mano de obra. Obviamente, al coste los materiales y equipos necesarios, hay que sumarle el coste de su montaje y desmontaje; de igual modo que hay que sumarle el coste de los estudios previos realizados.

El coste de montaje y desmontaje es especialmente destacable en los proyectos de repotenciación, ya que el coste de desmontaje puede ser alto cuando haya que desmontar la estructura. El objetivo de nuestras propuestas es que el desmontaje se reduzca únicamente al desmontaje de los conductores y accesorios, recortando así en el coste de la mano de obra. Por ello es de vital importancia para las opciones 1 y 2 que el módulo adicional se pueda instalar sin desmontar la estructura original.

Dentro del coste de mano de obra, también entran los costes de las obras civiles si fuesen necesarias, como la construcción (excavación, adición de acero de refuerzo...) de cimentaciones donde se apoyan las estructuras.

El último coste que hay que considerar de mano de obra es el de revisión, que incluye actividades como la verificación de la resistencia de la puesta a tierra o el etiquetado de las estructuras.

En las tablas 10 a 13 se presentan los costes más importantes en un proyecto de repotenciación de líneas eléctricas AT. Estas tablas aparecen en la referencia [26], pero se incluyen únicamente aquellos costes que son de aplicación a nuestro caso particular.

**Tabla 10: Costes de inversión: materiales [26]**

<b>Conductores y cables</b>	
Cable de guarda	447 €/km
Cable de Puesta a Tierra (2/0 AWG Cu desnudo)	4.300 €/km
Conductor	3.000 €/km
Conductor Alta temperatura ACCR Condor	30.000 €/km
<b>Cadenas de aisladores</b>	
Varilla puesta a tierra 5/8"x2,44 m cobrizada	19,5 € p.u.
Conjunto de herrajes de suspensión para conductor	42 € p.u.
Conjunto de herrajes de suspensión para conductor Alta Temperatura ACCR Córdor	438 € p.u.
Conjunto de herrajes de anclaje para conductor	46 € p.u.
Conjunto de herrajes de anclaje para conductor Alta Temperatura ACCR Córdor	467 € p.u.
Conjunto de herrajes de suspensión para cable de guarda	52 € p.u.
Conjunto de herrajes de anclaje para cable de guarda	54 € p.u.
Aislador polimérico de AT, 115 kV 210 kN	80 € p.u.
<b>Estructuras</b>	
Acero galvanizado torres	2 €/kg

**Tabla 11: Costes de mano de obra: estudios y diseños [26]**

Estudios de suelos con sondeo mecánico para sitios de estructuras de AT	710 € p.u.
Diseño de cimentación para apoyo tipo torre	315 € p.u.
Estudio de alternativas para rutas de líneas AT	350 €/km
Diseño electromecánico de línea (115 kV) apoyada en torres	1.500 €/km
Inspección visual exhaustiva para líneas AT	55 €/km
Inspección y análisis de termovisión	80 €/km
Inspección de termovisión puntual	60 € p.u.
Inspección visual para búsqueda de averías	40 €/km

**Tabla 12: Costes de mano de obra: montaje y desmontaje [26]**

Excavación mecánica en terreno común	15 €/m <sup>3</sup>
Relleno compactado con materiales de la misma excavación	9 €/m <sup>3</sup>
Aditivo acelerante de fraguado a 3 días	10 €/m <sup>3</sup>
Montaje de torre acero galvanizado	0,35 €/kg
Montaje cadena aisladores en suspensión 115 kV (poliméricos o porcelana)	21 € p.u.
Montaje cadena aisladores en anclaje sencillo 115 kV (poliméricos o porcelana)	30 € p.u.
Montaje de cadena de aisladores en anclaje sencillo con compresión 115 kV (poliméricos o porcelana)	40 € p.u.
Montaje de cadena de aisladores en anclaje doble 115 kV (poliméricos o porcelana)	35 € p.u.
Montaje de cadena de aisladores en anclaje doble con compresión 115 kV (poliméricos o porcelana)	42 € p.u.
Instalación de balizas	40 € p.u.
Instalación retiro o cambio de amortiguadores	13 € p.u.
Elaboración empalme de compresión	72 € p.u.
Instalación de puesta a tierra para torre AT	10 € p.u.
Tendido y regulación de cable conductor 605 kcmil ACSR	700 €/km
Tendido y regulación de cable de guarda 33.2 kcmil ACSR	320 €/km
Desmontaje de torre en celosía	0,40 €/kg
Desmontaje de cadena de aisladores en suspensión (polimérico o porcelana)	20 € p.u.
Desmontaje de cadena de aisladores de anclaje	20 € p.u.
Desmontaje de conductor	0,40 €/m
Desmontaje de cable de guarda	0,25 €/m
Cambio de cadena de suspensión o platos de porcelana	47 € p.u.
Cambio cadena de suspensión de porcelana por aislador polimérico	42 € p.u.
Cambio de cadena de anclaje de porcelana por aislador polimérico	60 € p.u.
Cambio de amortiguadores	32 € p.u.
Retensionado general de un conductor	207 €/km
Retensionado general de un cable de guarda	186 €/km
Cambio de conductor 605 ACSR	119 €/km
Cambio de cable de guarda 33.2 kcmil	91 €/km
Tendido y regulación de un circuito en conductor 605 ACSR	1.200 €/km
Tendido y regulación de cable de guarda 33.2 kcmil	140 €/km

**Tabla 13: Costes de mano de obra: revisiones e inspecciones [26]**

Instalación o cambio de placa de identificación o de seguridad en estructura de apoyo	44 € p.u.
Medición de resistencia de puesta a tierra con influencia del cable de guarda	40 € p.u.

❖ Costes operativos y de mantenimiento:

Se pueden estimar como un porcentaje de la inversión total de capital. El mantenimiento y operación de la línea es esencial para la fiabilidad y, por tanto, es un coste con el que se debe contar como medida preventiva. En estos costes se incluyen los costes de personal para la operación y control de la línea, reparaciones generales, labores en el terreno, sustitución de útiles dañados, actividades de mantenimiento y monitorización en tiempo real, además de otras actividades necesarias para mantener la línea en unas condiciones de operación oportunas. Los costes de operación y mantenimiento se estiman en un 1,5 % del coste de inversión de capital para una línea aérea. El VAN de los costes de operación y funcionamiento se rige por la ecuación 4-2.

$$\text{VAN de } C_{OM} = \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \cdot C_{OM} \quad (4-2)$$

Donde  $C_{OM}$  es el coste de operación y mantenimiento,

$i$  es la tasa de interés, y

$n$  es el número de años de la inversión.

Una vez analizados los costes de inversión, de operación y mantenimiento, se analizan los costes de pérdidas. Este análisis de costes de pérdidas se realiza comparando las alternativas utilizando el VAN de los costes de pérdidas anuales en un horizonte de cuarenta años, vida útil de un conductor.

❖ Costes de pérdidas:

Este coste es fundamentalmente el coste de las pérdidas por el efecto Joule y por el efecto corona. Hablando estrictamente, las pérdidas por el efecto Joule son de la forma  $I^2 \cdot R$ , donde  $I$  es el valor eficaz de la corriente en la línea y  $R$  es la resistencia. La función de pérdidas se puede aproximar cuadráticamente con la magnitud de la potencia aparente,  $P^2 + Q^2$ .

Las pérdidas Joule representan las pérdidas debidas a la resistividad eléctrica del conductor durante el transporte de la energía. Algunos de los factores importantes que influyen en las pérdidas de la línea son la longitud de la línea, su carga, el factor de pérdidas o su nivel de tensión. El VAN del coste de pérdidas es el presentado en la ecuación 4-3.

$$\text{VAN de } C_{EL}^n = \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \cdot C_{EL}^n \quad (4-3)$$

Donde  $C_{EL}$  es el coste de las pérdidas,

$i$  es la tasa de interés,

n es el número de años de la inversión, y

el coste inicial de las pérdidas se calcula con la ecuación 4-4.

$$C_{IL} = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot C_{IE} \cdot L_f \quad (4-4)$$

Donde  $C_{IL}$  es el coste inicial de las pérdidas,

I es la corriente máxima en Amperios,

R es la resistencia del conductor en  $\Omega/\text{km}$ ,

$C_{IE}$  es el coste incremental de la energía en €/kWh y

$L_f$  es el factor de pérdidas. Este factor de pérdidas se calcula como el cociente del promedio de las pérdidas y las máximas pérdidas en un tiempo determinado. Utilizando el concepto del factor de carga (cociente entre la demanda promedio y la demanda pico), se obtiene la siguiente expresión para el factor de pérdidas [40]:  $L_f = 0,15 \cdot (\text{Factor de carga}) + 0,85 \cdot (\text{Factor de carga})^2$ .

El coste de las pérdidas para cada año durante la vida útil se calcula con la ecuación 4-5.

$$C_{EL}^n = C_{IL} * C_{EE} * L_g \quad (4-5)$$

Donde  $C_{EL}^n$  es el coste de pérdidas para el año "n",

$C_{IL}$  es el coste inicial de las pérdidas,

$C_{EE}$  es el coste de los aumentos de energía y

$L_g$  es el aumento de la carga.

Las pérdidas en las líneas de continua son más pequeñas comparadas con los sistemas de alterna, pero los convertidores sí que presentan pérdidas importantes. Las pérdidas de estos convertidores son considerablemente más altas debido a la frecuencia de conmutación (1 – 2 kHz). Los enlaces HVDC VSC tienen unas pérdidas de 1,7 % por convertidor [4], pero se espera que en los próximos años se puedan reducir estas pérdidas al orden del 1 %.

Esta tecnología (HVDC VSC) es la más apropiada para aplicaciones multiterminales, ya que utiliza una tensión continua común, haciendo que las conexiones paralelas sean fáciles de construir y controlar. Como vimos en el capítulo 3, entre Suecia y Noruega se está construyendo un enlace de este tipo (*SouthWest Link*); y otro ya se encuentra disponible entre Namibia y Zambia con el *Caprivi Link Interconnector*.

Las otras pérdidas que hay que tener en cuenta son las producidas por el efecto corona. El efecto corona se produce por la ionización del fluido (aire) que rodea a un conductor cargado. Ocurre espontáneamente en las líneas de alta tensión y se manifiesta en forma de halo luminoso. Por la forma de los conductores, el halo adopta una forma de corona, de ahí el nombre del fenómeno. Cuando el potencial de la línea se excede y genera un gradiente eléctrico radial superior a la rigidez del aire, se generan corrientes de fuga. Es decir, el aire se vuelve conductor. Estas pérdidas se tienen en cuenta en tensiones superiores a 345 kV, como es nuestro caso.

En los casos en los que se produce el efecto corona, la pérdida de potencia se calcula según la fórmula, obteniendo los resultados en kW/km

$$\rho = \frac{241}{\delta} \cdot (f + 25) \cdot \sqrt{\frac{r}{D}} \cdot \left[ \frac{U_{\max}}{\sqrt{3}} - \frac{U_c}{\sqrt{3}} \right]^2 \cdot 10^{-5} \quad (4-6)$$

$$\text{Donde } U_c = \left[ 84 \cdot m_c \cdot m_t \cdot r \cdot \log\left(\frac{D}{r}\right) \right] \cdot \delta \quad (4-7)$$

Donde  $\delta$  es el factor de corrección de la densidad del aire,

$f$  es la frecuencia (en Hz),

$r$  es el radio del conductor (en cm),

$U_{\max}$  es la tensión máxima de operación (en kV),

$U_c$  es la tensión capaz de producir el efecto corona (en kV),

$m_c$  es el coeficiente de rugosidad del conductor y

$m_t$  es el coeficiente meteorológico.

Una vez que se han visto detalladamente los costes que se deben tener en cuenta para llevar a cabo un proyecto de repotenciación, se muestran los datos propuestos en otro estudio [5], en el que se estudian los costes de diferentes alternativas para incrementar la capacidad de transporte sin aumentar la contaminación visual.

Para tener una referencia sobre los costes de repotenciación, se van a introducir los costes de capacidad específicos en un sistema de transporte existente. Los costes, además de por la capacidad de la línea, varían de una manera importante debido a otros factores. Por ejemplo, los datos de FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) para líneas de transporte que se encuentran en operación en Estados Unidos muestran los siguientes costes, estando los mismos en un intervalo tan grande debido a la utilización como potencia base de 1 MW.

- De 220 a 1.645 €/MW·km, incluyendo los costes del terreno y de subestaciones, para líneas de transporte operando a niveles de tensión por debajo de 200 kV.
- De 220 a 550 €/MW·km, incluyendo los gastos de terreno y de subestaciones, para líneas de transporte operando a niveles de tensión por encima de 200 kV.

Como se mencionó anteriormente, los costes de capacidad de transporte dependen en gran medida de factores locales, a causa de los costes de adquisición del terreno o las tasas impositivas. Los costes son generalmente mayores para líneas más cortas, ya que los costes de subestación tienden a fijarse independientemente de la longitud de la línea.

Según datos de otros estudios [6], para una línea de transporte de 500 kV, asumiendo una capacidad térmica de 2.500 MW, los costes variaban en el rango de 70 a 220 €/MW·km. Al utilizar una tensión más aproximada al caso particular que nos ocupa y al presentar una capacidad térmica del orden que nos interesa y estar dentro del rango que se observa en [5], se concluye que el caso de repotenciación propuesto debería estar en torno a los 220 €/MW·km.

Como también se ha visto anteriormente, hay distintas formas de cambiar la capacidad efectiva de una línea. Para hacer un análisis económico completo, es interesante presentar el coste que tendrían estas alternativas: compensación serie y *shunt*, transformadores desfasadores o dispositivos FACTS. Estas tecnologías permiten optimizar la capacidad térmica de la línea, a veces alterando los parámetros de la línea.

Para cada tecnología, se caracteriza la repotenciación efectiva de la capacidad y se estima el coste de esta repotenciación, con base en los costes específicos por tecnología y por las condiciones operacionales. En este estudio [5] se ven líneas de tensión 345 y 138 kV.

Se van a describir varias formas para optimizar el uso de la capacidad térmica y también se mostrará, de una manera aproximada, el coste de cada una de ellas.

- 1) Compensación *shunt*: Para grandes flujos de potencia, las líneas de transporte absorben reactiva, lo que significa que el consumo de reactiva de la parte inductiva de la línea es mayor que la producción de reactiva de la parte capacitiva.

Si el extremo receptor de la línea no tiene una fuente de reactiva, la reactiva se importará desde el extremo emisor, lo que tiene dos implicaciones. La primera, que la tensión en el extremo emisor será más baja, reduciendo así la capacidad de la línea. La segunda, parte de la capacidad de la línea se usará para importar la reactiva. La compensación con condensadores *shunt* puede proporcionar esta reactiva. Incrementando la tensión en el extremo receptor, la

compensación *shunt* incrementa la capacidad de la línea. Además, al reducirse el transporte de reactiva, la compensación *shunt* permite que la capacidad térmica se aproveche mejor para el transporte de potencia activa, y además ayuda a regular la tensión en el extremo receptor de la línea.

La compensación *shunt* se puede fijar conmutando de forma mecánica, electrónica o con una combinación de ambas. La conmutación mecánica tiene unos costes específicos de unos 9 – 44 €/kvar, aumentando el coste a la misma vez que la tensión de funcionamiento. Puede ser diseñado para responder a cambios en los niveles de tensión o para modificarse según la hora del día. Generalmente, en la compensación conmutada mecánicamente, no se conmuta frecuentemente para minimizar el desgaste en los interruptores.

Para traducir estos costes como costes de capacidad de repotenciación, se debe considerar el efecto de la potencia activa y reactiva en la intensidad de la línea. Imaginemos una línea transportando activa y reactiva con un factor de potencia de 0,9. Por cada kW de potencia transmitida, la línea también transmite unos 0,48 kvar de reactiva, o lo que es lo mismo: cada 2 kvar adicionales producidos en el extremo receptor, se podría transportar 1 kW adicional por la línea. Esta reactiva se podría producir a través de condensadores conmutados, generación local o a través de dispositivos FACTS en el extremo receptor de la línea.

Asumiendo un coste específico instalado de los condensadores conmutados del orden de 9 €/kvar, que éstos proporcionen 2 kvar, costaría unos 18 €; por lo que el coste efectivo de capacidad de activa de unos 18 €/kW. El coste efectivo de repotenciación, referenciándolo a unidad de longitud de 100 millas (160 kilómetros), es de 113 €/(MW·km). Siguiendo el mismo razonamiento, para condensadores de 44 €/kvar, el coste efectivo de capacidad de activa sería de 88 €/kW, y al referenciarlo por unidad de longitud, el coste efectivo de repotenciación sería de 550 €/(MW·km).

Cuando se añade compensación de reactiva, hay dos puntos en contra. Uno es la posibilidad de que la tensión llegue a ser peligrosamente alta bajo algunas condiciones transitorias, particularmente si los condensadores solo son conmutados ocasionalmente.

El segundo asunto desfavorable es que, en sistemas muy compensados, a tensiones muy altas, se puede dar una inestabilidad de tensiones. La relación entre la compensación y la inestabilidad de tensiones se debe al hecho de que la producción de reactiva por un condensador es proporcional al cuadrado de la tensión del sistema, de modo que cuando la tensión cae, la reactiva de los condensadores fijos también decae, lo que puede acabar produciendo una inestabilidad de tensiones.

Las fuentes de generación de reactiva basadas en FACTS son menos propensas a este problema porque la salida de reactiva se puede ajustar muy rápidamente

para mantener la tensión y evitar la inestabilidad de tensiones. Consecuentemente, niveles altos de compensación pueden requerir FACTS acompañando a los condensadores conmutados, incrementando el coste total de la compensación.

Líneas más largas justificarían niveles más altos de compensación de reactiva, mientras que es menos justificable en líneas más cortas. En gran parte de América del Norte, la compensación *shunt* ha sido utilizada para incrementar la utilización efectiva de la capacidad térmica.

- 2) Compensación serie: Si varias líneas están en paralelo, entonces el flujo de potencia en ellas se reparte en función de sus admitancias serie. Si estas líneas tienen diferentes ratios de capacidad térmica, entonces el reparto de flujos a través de ellos no será repartido proporcionalmente a su capacidad térmica, sino que se comporta como un divisor de intensidad. Consecuentemente, incrementándose el flujo total, una línea alcanzará su capacidad antes que otras.

La compensación serie, por tanto, no incrementa la capacidad de la línea, sin embargo sí permite que la capacidad térmica de la línea sea mejor utilizada para el transporte de potencia activa. Esto puede ser útil para líneas de mayor tensión que están en paralelo con otras líneas de menor tensión y capacidad.

Los condensadores serie son más caros que los condensadores *shunt* por las mayores tensiones que experimentan en condiciones de fallo. Sería razonable establecer un rango de 13 – 53 €/kvar para los condensadores conmutados. Asumiendo un coste específico de 18 €/kvar, conllevaría un coste de repotenciación de unos 26.500 €/MW. Reduciéndolo al contexto de una línea de 160 km de longitud, el coste efectivo de repotenciación es de 16,5 €/MW·km.

El coste efectivo de repotenciación es proporcionalmente inferior para líneas más largas. Por lo que, la compensación serie tiene más sentido para líneas largas. Como se observa, referenciado a una base de 1 MW y 1 km, la compensación serie es más económica que la compensación *shunt*.

Desafortunadamente, la compensación serie también presenta alguna desventaja. La razón es que los grandes generadores tienen resonancias mecánicas con frecuencias resonantes que corresponden a las frecuencias eléctricas en el rango de varias decenas de Hertzios, lo que podría dañar los generadores. Esto limita la aplicación de la compensación serie mecánicamente conmutada o fija, aunque también es cierto que los dispositivos FACTS pueden solucionar este problema.

- 3) Transformadores desfasadores: El flujo de potencia de la línea depende del seno del ángulo a través de la línea. Un transformador desfasador puede

alterar este ángulo, cambiando consecuentemente la cantidad de potencia activa en la línea. Al igual que la compensación serie, esto se puede utilizar para un mejor uso de la capacidad térmica de líneas en paralelo. Según el desfase introducido, tendrá diferentes consecuencias. Para un  $\Delta\delta$  positivo, se incrementa el flujo de potencia en la línea manteniendo constantes el resto de parámetros. El coste efectivo de los transformadores desfasadores sería de unos 22 €/kVA. El coste efectivo de repotenciación, asumiendo de nuevo una longitud de línea de 160 km de 345 kV, sería de 275 €/(MW·km). El coste de repotenciación para líneas de mayor longitud sería proporcionalmente menor, pero comparándolo con las dos opciones anteriores, esta resulta menos interesante desde el punto de vista económico.

- 4) FACTS: Incluyen el uso de semiconductores de potencia para conmutar intensidades y tensiones. Estos semiconductores son capaces de conmutar más rápidamente que los conmutadores mecánicos y, además, normalmente no tienen límites en el número de conmutaciones. Como consecuencia, se pueden usar para el control estacionario de reactiva y también se pueden adaptar a cambios en el sistema. Además, pueden contribuir a la estabilidad del sistema bajo condiciones transitorias y a la prevención de inestabilidad de tensiones y de la resonancia subsíncrona.

Los elementos basados en tiristores son usualmente más caros que los mecánicamente conmutados. Mientras que el coste de los condensadores conmutados mecánicamente es de unos 13 – 22 €/kvar, el coste de los controlados por tiristores es de unos 35 - 40 €/kvar; aproximadamente el doble. Los basados en tiristores permiten un nivel más alto de compensación que los mecánicos. Por temas de coste, las instalaciones FACTS incluyen una combinación de ambos. Esta alternativa también es más cara que las compensaciones *shunt* y serie.

- 5) Espaciadores aislantes: La inductancia de la línea, y de este modo de su límite de estabilidad estacionario, depende del espaciado entre los conductores. El espaciado entre conductores debe ser suficiente para evitar el salto de corriente entre las fases a la tensión de funcionamiento. Los espaciadores (o separadores) son unos accesorios rígidos que se utilizan para mantener la distancia eléctrica requerida. En la sección 4-2: *Limitaciones mecánicas* hay un ejemplo de este elemento (figura 36). El coste de esta opción es muy variable.

- 6) Interruptores y otro equipamiento de la subestación: En algunos casos, la capacidad de transporte puede estar limitada por los niveles de los interruptores u otros equipamientos de la subestación. La repotenciación de

este equipamiento puede incrementar la capacidad de transporte. Además, este paso puede ser obligatorio en otros casos de repotenciación.

Como se ha visto en el *Capítulo 2: Tipos de repotenciones*, hay otras opciones, como el recableado o el uso de tensores de línea, que pueden incrementar la capacidad térmica efectiva. En esta sección, se analizan desde el punto de vista económico:

- 1) Recableado: La resistencia del conductor de aluminio en un conductor y, en consecuencia, de su capacidad térmica, depende de la resistividad y la sección transversal del aluminio usado. Las torres y postes son normalmente dimensionadas para el peso del conductor y la carga de viento y nieve, que depende del diámetro del conductor. La mayoría de las líneas de transporte usan conductores de aluminio, reforzados con acero (ACSR). La mayoría de la corriente fluye por el aluminio, mientras que el acero le da la fuerza para evitar la deformación del conductor.

Como se vio en la sección 3-2: *Diferentes casos de repotenciación en el mundo*, hay otros tipos de conductores que han sido diseñados para una capacidad superior:

- ACSS: *Aluminum Conductor, Steel Supported*. Fabricado por Southwire y Alcan. En uso por más de una década.
- ACCC: *Aluminum Conductor, Composite Core*. Cable desarrollado últimamente y cuyo fabricante es Composite Technology Corporation.
- ACCR: *Aluminum Conductor, Composite Reinforced*. Otro cable que se ha desarrollado últimamente. En este caso, el fabricante es 3M Corporation.

Por supuesto los costes de estos cables son mayores que los convencionales. Se asume un coste de aproximadamente 40.000 €/km de cable, relativamente parecido al coste obtenido en el estudio anterior (del orden de unos 30.000 €/km). Costes adicionales, como la ingeniería de diseño, costes legales o de construcción añaden otros 180.000 € al coste de una instalación inicial. Para la línea estudiada de 138 kV, el coste efectivo de repotenciación al doble de la capacidad térmica es de 820 €/MW·km. Si solo se considera el coste del conductor, el coste efectivo sería de 220 €/MW·km. Para el caso estudiado en 345 kV, el coste efectivo de repotenciación sería de unos 165 €/MW·km. Si se tiene en cuenta únicamente el coste del conductor, entonces el coste efectivo es de 71 €/MW·km. Estos precios siguen siendo muy altos comparados con las opciones de compensación serie y *shunt*.

- 2) Sustitución por superconductores: Opción aún más cara que la anterior.

- 3) Dispositivos de tensionado de línea: Cuando se calientan las líneas, se alargan y, por tanto, la flecha se hace mayor. A veces, el límite térmico se establece por distancias eléctricas y no por los límites térmicos de los conductores. En estos casos, se puede añadir un dispositivo tensor de línea para reducir la flecha. Hay varios factores que influyen en el coste de esta opción. Asumiendo un coste de 9.000 € por cada dispositivo (incluyendo la instalación), podemos considerar coherente un coste efectivo de repotenciación entre 38 y 93 €/MW·km. Este coste es, lógicamente, menor que el de cambio de los conductores pero, sin embargo, sigue estando por encima de las opciones de compensación serie y *shunt*.

El artículo [5] muestra que los costes de construir nuevas líneas están en el rango de 220 - 550 €/MW·km cuando funcionan por encima de los 200 kV. Comparando estos valores con los costes ya analizados, se deduce que los costes de repotenciación de una línea de 345 kV con una compensación serie capacitiva y dispositivos de tensionado de la línea están muy por debajo de los costes de nueva construcción.

Es importante tener en cuenta que en regiones donde los costes de la tierra hacen aumentar los costes de construcción de nuevas líneas, las tecnologías de repotenciación son competitivas e incluso más económicas. Eso ocurre en nuestro caso particular, ya que el continente europeo, al ser tan denso demográficamente, tiene que restringir el uso de terreno, aumentando el precio del mismo.

El detalle de los costes para cada una de nuestras alternativas se encuentran en el *Capítulo 5: Análisis del coste de nuestras alternativas de repotenciación*.

## 2. Limitaciones mecánicas

Por supuesto, hay que tener en consideración las limitaciones mecánicas que se puedan presentar. Se deben realizar unos cálculos previos para el análisis mecánico, que son fundamentalmente el cálculo de pesos, tensiones y flechas.

Para el tensionado de conductores, se buscará el nivel de tensión óptimo. Un factor que se debe considerar en este análisis es el valor límite de tensión diaria (EDS), que es la tensión a la que está sometido el conductor la mayor parte del tiempo a temperatura media sin que exista sobrecarga alguna. Es importante limitar la tensión del conductor porque si presenta un valor alto, aumentarán las posibilidades de vibración que pueden generar la rotura de los conductores. La elección de la tensión de corriente continua también condiciona las distancias de seguridad, ya que estas se ven muy influenciadas por la amplitud de las sobretensiones [27].

También influyen los vientos transversales sobre la línea, que producen vibraciones de alta frecuencia y baja amplitud. Estos vientos pueden ser de larga duración y producen impulsos transversales distribuidos a lo largo del conductor. Estas vibraciones producen flexiones alternativas del conductor que pueden ocasionar la rotura de hilos, especialmente a la salida de las pinzas de suspensión. Esto ocurre más frecuentemente con el aluminio que con el cobre o el acero.

Otro parámetro a tener en cuenta es la fluencia (alargamiento no elástico) de los conductores, resultado de un alargamiento inicial debido a la estabilización de los haces de alambres. Es un proceso corto (pocos cientos de horas), pero que al manifestarse como un aumento de la longitud del conductor, provoca un aumento de la flecha.

Es necesario analizar los esfuerzos requeridos por las estructuras. Una manera de hacerlo es con un árbol de cargas, es decir, un esquema gráfico que muestra las cargas máximas de diseño que pueden ser aplicadas a los apoyos de la línea de transporte. La figura 34 no muestra el módulo adicional que se estudian en las dos primeras alternativas para la repotenciación, pero es útil para estructurar las cargas en un apoyo tipo [26]. Los cálculos que se han utilizado para cada una de las alternativas están presentados en el apéndice II, y los resultados se muestran en el capítulo 5.

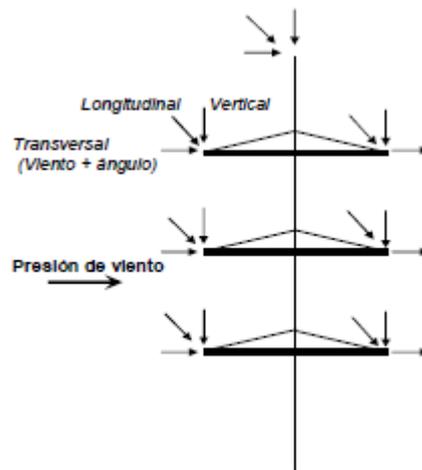


Figura 34: Árbol de cargas para una torre estándar para una línea de alta tensión [26]

**Carga transversal:** Existen dos componentes de fuerza transversal, una debida al viento cuando éste es perpendicular al eje de la línea, al cable de guarda o a los herrajes; y la otra, presente solo cuando la línea cambia de rumbo, que se debe a la tensión del conductor generada por el ángulo de deflexión de la línea.

**Carga longitudinal:** Se producen sobre la estructura debido al desequilibrio en las tensiones de los conductores y/o cables de guarda. Este desequilibrio se puede deber a la rotura de uno o varios conductores; o cuando hay tiro desbalanceado, es

decir, cuando hay vanos diferentes a cada lado del apoyo. En el caso de considerar la hipótesis de carga normal, las cargas longitudinales no se tendrán en cuenta.

Carga vertical: Debida al peso de los conductores, el peso de la cadena de aisladores, herrajes, accesorios y la carga de montaje y mantenimiento.

El objetivo del cálculo previo del árbol de carga es encontrar, a partir de las tensiones recién presentadas, el peso de la estructura, con el fin de dimensionar los refuerzos que sean necesarios para llevar a cabo la repotenciación.

Para estimar el peso de la estructura, se hace uso de la fórmula de Marjerrison (ecuación 4-8), obtenida de forma empírica.

$$W = C_k \cdot H_e \cdot (FT^{2/3} + FV^{1/2} + FL^{2/3}) \quad (4-8)$$

Donde W es el peso de la estructura de suspensión [kg],

$C_k$  es una constante empírica variable con la forma de la torre y la tensión;

$H_e$  es la altura equivalente [m];

FT, FV y FL: Suma de las fuerzas transversales, verticales o longitudinales de los conductores y cables de guarda:

Las ventajas de los postes metálicos, además de su superior resistencia mecánica respecto a los demás tipos de postes, son que se prestan a la descomposición en piezas sencillas que luego se arman cómodamente en el lugar del izado del poste, así como su fácil mantenimiento y su más estética configuración.

El sistema de transporte europeo, como ya se ha visto, ya presenta algunas limitaciones. La dificultad que existe para crear nuevas infraestructuras hace que se tenga más en cuenta aún la repotenciación de las rutas actuales. Los diseños de las torres actuales y de sus equipamientos aisladores limitan el grado hasta el que se puede hacer la repotenciación. Por tanto, para conseguir unos diseños más compactos, se necesitará nuevo equipamiento y nuevas prácticas, permitiendo de esta forma un grado de repotenciación más alto.

La restricción más importante en las líneas aéreas es la distancia de seguridad, tanto entre conductores, como entre conductores y tierra; como entre conductores y estructura (poste o torre). En la mayoría de los casos, la repotenciación implica cambios en el diseño y configuración de la línea, modificando los esfuerzos que deben soportar los apoyos y condicionando los sistemas de aislamiento y las distancias de seguridad, aspectos que deben adecuarse a las nuevas condiciones de funcionamiento. En las tres alternativas propuestas, es necesaria una modificación estructural, más notoria en las dos primeras opciones; y menos en la tercera.

Habitualmente, las distancias de seguridad de una línea de alterna son suficientes para una línea de continua que tenga el mismo valor de tensión polo a tierra. Sin embargo, las distancias requeridas para soportar las sobretensiones son mayores que las necesarias para soportar la tensión permanentemente.

Con el objetivo de definir las distancias de seguridad en el aire para corriente continua, el instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) propone la expresión 4-9.

$$d = 0,08 + (U_{LL} - 8,7) \cdot 0,0051 \quad (4-9)$$

Donde  $U_{LL}$  es la tensión equivalente de corriente alterna, que se puede obtener en función de la tensión polo-tierra  $U_{P-T}$  de la línea de continua. A nivel nacional, las disposiciones del reglamento español de líneas de alta tensión definen únicamente las distancias de seguridad correspondientes a líneas eléctricas de corriente alterna trifásica. Por tanto, en ausencia de un reglamento específico para líneas de continua, es necesario adaptar las prescripciones y principios básicos del reglamento existente a las características de los sistemas de continua.

El RD 223/2008 establece de forma genérica que la altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores queden situados por encima de cualquier punto del terreno a una altura mínima dada por la ecuación 4-10.

$$h_{\min} = 5,3 + D_{el} \quad (4-10)$$

Para el cálculo de la distancia conductor – apoyo, el RD 223/2008 establece que la separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no sea inferior a  $D_{el}$ , con una separación mínima de 0,2 metros.

También se establece en el RD 223/2008 la separación mínima entre conductores, que se determina según la ecuación 4-11.

$$D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp} \quad (4-11)$$

Donde D es la separación entre conductores [m],

K es un coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento,

K' es un coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea, siendo 0,85 para el caso que nos ocupa (220 kV o superior),

F es la flecha máxima [m], según las hipótesis de viento, temperatura y hielo,

L es la longitud de la cadena de suspensión [m]; y

$U_n$  es la tensión nominal de la línea [kV].

**Tabla 14: Parámetros utilizados en el cálculo de la distancia entre conductores [27]**

Tensión nominal $U_n$ (kV)	Tensión más elevada de la red $U_s$ (kV)	$D_{el}$ (m)	$D_{pp}$ (m)	Conductor	Flecha (m)	Longitud cadena (m)
400	420	2,80	3,20	402-AL1 / 52-ST1A	22	3,50

Teniendo en cuenta que las líneas bipolares de continua tienen dos polos, uno con tensión positiva a tierra y otro con tensión negativa, se propone la adopción de los siguientes criterios a la hora de cuantificar las distancias de seguridad: las distancias conductor a tierra y conductor – apoyo se calculan en función de la diferencia de potencial entre polo y tierra; y que para el cálculo de la distancia entre conductores, se tomará como referencia la diferencia de potencial entre los polos.

**Tabla 15: Distancias de seguridad calculadas según RD 223/2008 [27]**

$U_n$ (kV)	$U_s$ (kV)	Conductor – Terreno (m)	Conductor – Conductor (m)	Conductor – Apoyo (m)
400	420	8,1	6,25	2,8

Del análisis realizado [26] se concluye que las distancias entre conductores aumentan de una manera significativa en continua, mientras que la distancia conductor – apoyo sufre un aumento moderado que se acentúa con el nivel de tensión asignada y que la distancia de los conductores al terreno no se ve afectada. El diseño generalmente sobredimensionado de las líneas existentes y la configuración de las líneas bipolares hace que en muchos casos estas variaciones no sean significativas y se puedan solventar con cambios mínimos en los apoyos.

Uno de los puntos más interesantes en el estudio de las limitaciones mecánicas es el de los aisladores. En cualquiera de nuestras tres alternativas, este punto es muy relevante. Con total seguridad, en el caso de conversión a una red híbrida, como mínimo será necesaria la sustitución de los aisladores; pero también son la opción más acertada para utilizarlos en los módulos superiores de las alternativas 1 y 2. Se debe tener en cuenta que los aisladores de corriente continua tienen un comportamiento distinto a los de corriente alterna y que las condiciones medioambientales son más críticas en los sistemas de continua que en los de alterna.

La característica más importante de los aisladores es su comportamiento en ambientes contaminados [27]. Por este motivo, los aisladores se suelen elegir en función de la línea de fuga necesaria para soportar las condiciones de contaminación bajo la tensión del sistema. En este sentido, los aisladores de continua son más propensos a acumular contaminación. Las partículas suspendidas en el aire que rodea a la cadena de aisladores se mueven bajo la influencia de un campo eléctrico unidireccional y son atraídas por el final de la cadena, donde el campo eléctrico es mayor, generando depósitos irregulares de contaminación que provocan una

distribución de tensión no lineal. Para mejorar la distribución del depósito y reducir su tamaño, se suelen colocar anillos colectores en la parte superior e inferior del aislador. Como consecuencia, los aisladores de corriente continua se diseñan específicamente con una línea de fuga mayor por unidad de longitud que los de alterna.

Como hemos visto, es de primordial importancia el estudio en profundidad de los aisladores. Los aisladores de corriente continua deben soportar continuamente la tensión asignada entre polo y tierra, y ocasionalmente sobretensiones de conmutación provocadas por faltas o por descargas atmosféricas. En este sentido, la tensión de continua determina la línea de fuga de los aisladores.

Como ya se ha mencionado en varias ocasiones, la idea principal consiste en hacer las mínimas modificaciones en la configuración existente, ya sea añadiendo un módulo superior o con otro tipo de modificación, para permitir una mayor capacidad de transferencia. Una de las opciones para modificar lo menos posible la estructura sería aprovechar el sobredimensionamiento en las torres existentes actualmente y permitir unos márgenes de seguridad más bajos de las distancias, pero un método más adecuado es utilizar una tecnología compacta para líneas aéreas [12], que modifica las distancias que se necesitan para el mismo nivel de tensión y permite un mayor nivel de tensión con las mismas distancias. Con esta tecnología de líneas AC compactas, se pueden utilizar crucetas aisladas y un vano más pequeño, reduciendo de esta forma la flecha de la línea para conseguir un incremento sustancial en la potencia transferida.

La tecnología AC compacta se puede aplicar a una estructura de torre existente, reemplazando las crucetas existentes y los aisladores suspendidos por crucetas aisladas; o también se puede construir una nueva ruta compacta en la misma infraestructura. Las rutas de transporte que utilizan la tecnología compacta ofrecen un menor peso y un menor ancho de las torres.

Uno de los beneficios clave de estas crucetas es que la oscilación del aislador bajo condiciones de viento se reduce al mínimo y se limita por ensamblados de sujeción metálicos. Los diseños de torre convencionales usan aisladores suspendidos colgados de una cruceta metálica. Los aisladores suspendidos permiten el balanceo en los conductores en cada torre y, por tanto, la cruceta metálica debe ser diseñada para permitir este movimiento mientras se mantienen unas distancias seguras entre la torre y el conductor o entre los distintos conductores.

Tampoco hay requerimientos para acomodar la longitud de la cadena del aislador en función de la altura de la torre. Usar crucetas aisladas de material compuesto puede reducir de una manera muy eficaz la altura de los conductores para una misma distancia, es decir unos 4 metros en el caso de una línea de 400 kV. Resumiendo, esta tecnología de líneas AC compactas puede:

- Resolver los problemas de distancia a tierra en las líneas existentes.

- Permitir una flecha más pequeña en los conductores nuevos o existentes, algo crítico para mejorar la capacidad de transferencia, ya que permite que los conductores vayan a un nivel más alto de temperatura sin infringir las distancias a tierra.
- Facilitar una repotenciación de tensión debido a unas mejoradas distancias desde las torres.
- Permitir torres más compactas con menores cimientos, reduciendo de esta manera los costes.

Con las crucetas aisladas, se estima que una torre convencional de 40 metros de altura y 12 metros de ancho se puede reducir a 30 metros de altura y 10 metros de ancho. O dicho de otra manera, una torre convencional diseñada para 132 kV puede transportar 275 kV y, del mismo modo, una de 275 kV puede transportar 400 kV.

La base de la tecnología de línea AC compacta es el aislador de material compuesto, que puede utilizarse en una configuración vertical u horizontal. Al contrario que las cadenas de aisladores convencionales, las de material compuesto tienen un núcleo sólido y una estructura rígida. Esto permite un montaje tanto horizontal como vertical. Los componentes del aislador son los mostrados en la figura 35.

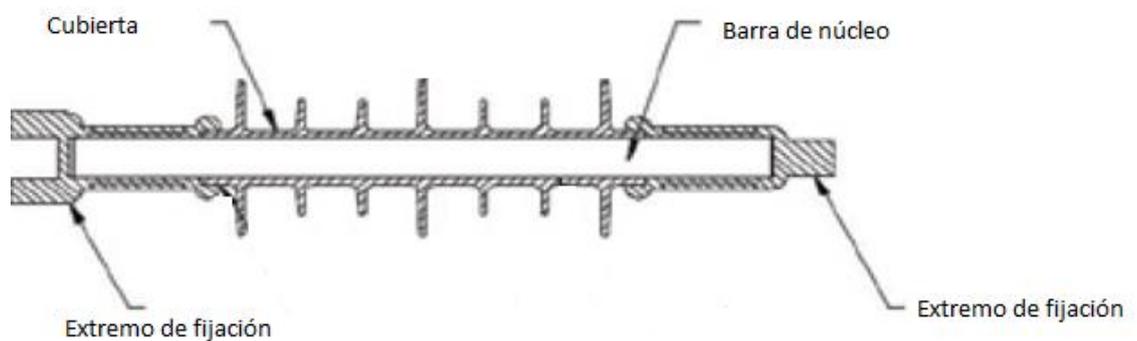


Figura 35: Aislador de material compuesto [12]

- Barra de núcleo: El núcleo es la parte aisladora interna del aislador. Su función es llevar la carga mecánica, que puede ser de tracción o de flexión. Consiste principalmente de fibras de vidrio dentro de una matriz de resina para conseguir la mayor fuerza a la tracción posible.
- Cubierta: La cubierta de goma de silicona le da el aislamiento eléctrico y protege al núcleo de los elementos externos.
- Extremos de fijación: Transmiten la carga mecánica al núcleo. Son normalmente hechos de acero forjado, de una fundición maleable o de aluminio.

Los aisladores de material compuesto son mucho más ligeros que los de vidrio o porcelana, y la estructura rígida permite que funcionen como miembros estructurales de las crucetas.

Además de estos aisladores de material compuesto, se están desarrollando más accesorios que van a favorecer la repotenciación del actual sistema de transporte [14]. Por ejemplo, conjuntos V horizontales. La base fija, no pivotante, se puede utilizar en estructuras donde hay cargas longitudinales, por ejemplo en torres de ángulo. Para cargas longitudinales altas (como en el caso de rotura del conductor), los aisladores del poste se ordenan horizontalmente en forma de V. Otros accesorios son los conjuntos V invertidos y conjuntos T.

Los conjuntos V invertidos se utilizan especialmente en casos donde la distancia entre conductor y la torre es limitada, pero las condiciones de contaminación requieren una gran longitud de aislamiento para acomodar grandes líneas de fuga. Esto suele ocurrir cuando se ha tenido que sustituir por culpa de la contaminación los aisladores de vidrio o porcelana por otros de material compuesto. Ambos tipos de aisladores son válidos para una repotenciación en continua utilizando las torres actuales.

Los conjuntos Y también son válidos para repotenciones utilizando las mismas crucetas. El conjunto Y limita el giro del conjunto y, de esta forma, la distancia entre el conductor y la torre se cumple. También se pueden utilizar conjuntos semianclados. Forman una estructura aisladora y rígida para evitar cualquier tipo de giro de los aisladores.

Otra idea es formar conjuntos de aislamiento trifásicos. La compacidad de este diseño podemos contrastarla en la figura 36, donde se compara con una solución estándar. Esta solución aún está en desarrollo, sin embargo ya se han hecho algunos ensayos de diseño y se pasaron satisfactoriamente. Próximamente, se hará una línea piloto de algunos kilómetros para evaluar la experiencia.

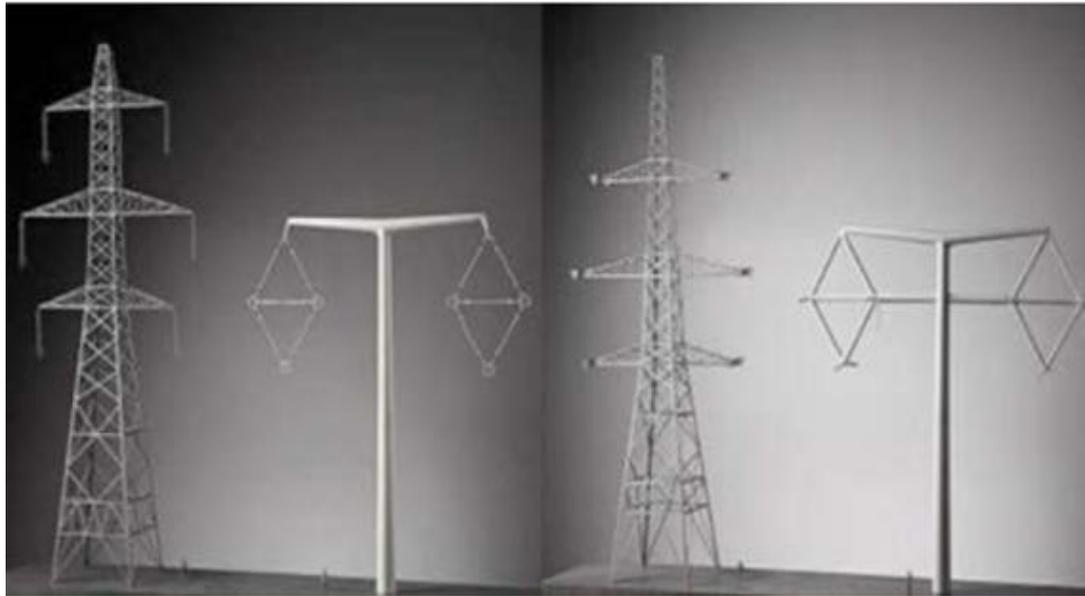


Figura 36: Proyecto de aislamiento para una torre de 420 kV [14]

El último accesorio que veremos son los espaciadores entre fases. Se aplican para asegurar la distancia entre conductores. La figura 37 muestra una disposición típica con aisladores de material compuesto flexibles, que también contribuyen a la amortiguación de vibraciones del conductor.

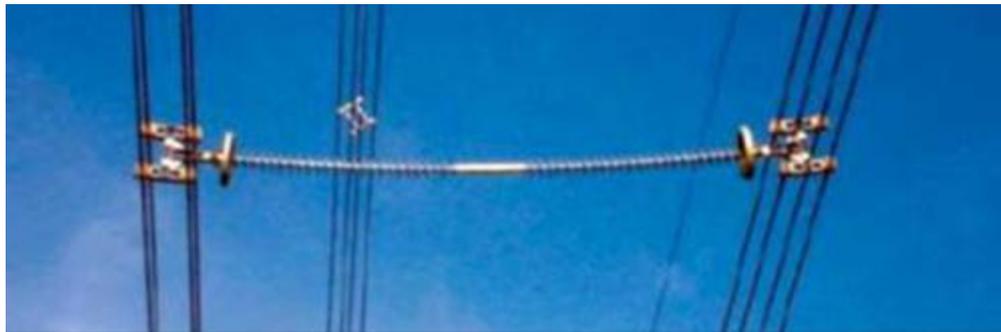


Figura 37: Espaciador situado en una línea repotenciada desde 245 a 420 kV [14]

### 3. Impacto en la servidumbre de paso y preocupaciones medioambientales

#### 3.1. Impacto en la servidumbre paso

La servidumbre de paso de una línea de transporte, que muy frecuentemente se encuentra en la literatura con su nombre en inglés: *Right of Way (ROW)*, se define como la franja de tierra utilizada para construir, operar y mantener las instalaciones de las líneas de transporte, teniendo en consideración las distancias de seguridad y los límites de exposición del campo magnético. El ancho de la servidumbre de paso depende de la tensión de la línea y de la altura de las estructuras. Por lo general, la

servidumbre de paso debe estar libre de estructuras no autorizadas que pudieran interferir con una línea eléctrica. Se puede observar una definición gráfica en la figura 38.

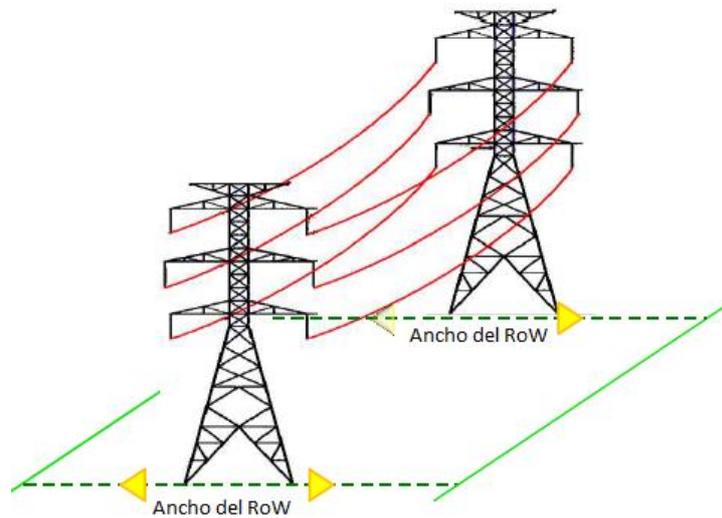


Figura 38: Esquema de la servidumbre de paso [32]

Se presenta la tabla 16 para estimar la servidumbre de paso que se necesitará en nuestro caso particular. Este ancho depende de la altura y diseño de las torres, distancias de seguridad de los conductores y de los niveles de campo magnético.

Tabla 16: Servidumbre de paso en función del nivel de tensión [32]

Nivel de tensión (kV)	Ancho de la servidumbre de paso (m)
69	15
138	30
230	40
345	50
500	65

De las tres alternativas presentadas, al utilizar las dos primeras un módulo superior en el que irán situados conductores que trabajarán a un nivel de tensión superior al de la torre, sí que se debe tener en cuenta el posible aumento de la servidumbre de paso, especialmente en la opción de alterna, donde ya se ha visto que el campo magnético podría aumentar más. Para la tensión deseada de 800 kV, hay que tener en cuenta que se utilizará la tecnología compacta y que los conductores que se añaden se situarán sobre los existentes, por lo que la servidumbre de paso no seguirá la misma relación que en la tabla 32. Es aceptable estimar que la servidumbre de paso estará en torno a los 70 - 75 metros [50].

En la opción de continua, pese a que habría que hacer un estudio detallado, no debería variar mucho debido a que el campo magnético que se genera no afecta tanto

como en la opción de alterna. En caso de que la servidumbre de paso se viese afectada, no supondría una gran variación.

La opción de convertir las líneas AC de doble circuito en torres híbridas con un circuito AC y otro DC también podría variar ligeramente la servidumbre de paso. Al hacer un reordenamiento de los conductores, se tendrá que estudiar detenidamente su implicación en la servidumbre de paso.

En cualquier caso, habría que hacer una evaluación detallada de cada alternativa antes de llevarla a cabo. En este Trabajo Fin de Máster queda fuera de alcance. Conviene recordar que el objetivo de la repotenciación del sistema de transporte es, entre otros motivos, la integración de energías renovables, y además se hará sin construir nuevas líneas. Desde luego, el impacto ambiental será reducido al mínimo. Además, el uso de tecnología compacta favorece la conservación de la arborización disminuyendo la frecuencia y el volumen de poda, reduciendo también de esta forma el impacto ambiental.

Conforme mayor es la tensión de la línea, más aumenta la magnitud e importancia de los impactos y, por tanto, se necesitan unas estructuras de soporte y una servidumbre de paso cada vez más grandes. Por ejemplo, los efectos del campo electromagnético son mucho mayores para líneas de 1.000 kV que para las de 69 kV.

Los impactos negativos de las líneas de transporte son causados por la construcción, operación y mantenimiento de las mismas. La operación y mantenimiento de la línea de transporte incluye el control químico o mecánico de la vegetación dentro de la servidumbre de paso. En el lado positivo, si se maneja adecuadamente, la servidumbre de paso puede ser beneficiosa para la fauna. Las áreas desbrozadas pueden proporcionar sitios de reproducción y alimentación para las aves y los mamíferos. Las líneas y las estructuras pueden albergar los nidos y servir como perchas para muchas aves, especialmente las de rapiña.

El mayor impacto de las líneas de transporte de energía eléctrica se produce en los recursos terrestres. Se requiere una servidumbre de paso exclusiva para la línea de transporte. Normalmente, no se prohíbe el pastoreo o uso agrícola en las servidumbres de paso, pero en general, los otros usos son incompatibles.

Hay una variedad de técnicas para limpiar la vegetación de la servidumbre de paso y controlar la cantidad y tipo de la nueva vegetación. Desde el punto de vista ambiental, se prefiere el desbroce selectivo utilizando medios mecánicos o herbicidas y debe ser analizado en las evaluaciones ambientales del proyecto.

## 3.2. Preocupaciones medioambientales

La superred en ninguno de los casos supondría un motivo de preocupación medioambiental, de hecho viene a ser todo lo contrario. Lo comentado sobre la servidumbre de paso de las líneas de transporte es algo que ya se encuentra en el sistema actual, y las alternativas presentadas en este Trabajo Fin de Máster, al utilizar las mismas torres de transporte, no tendrán mucha influencia en este sentido. La evaluación ambiental que hay que realizar para la superred se centra más en los aspectos comentados en el capítulo 2: *Tipos de repotenciones* y en la sección 4-4: *Acoplamiento entre líneas, efecto corona y ruido audible*.

A sabiendas de los beneficios que la superred podría suponer, algunas organizaciones medioambientales han propuesto posibles topologías para la misma, centrándose especialmente en las conexiones del Mar del Norte para aprovechar todo el potencial eólico [15]. No se debe perder de vista que la superred permitirá unir fuentes de tecnología renovable que están lejos de los centros de consumo y, por tanto, podría suponer un paso más hacia la descarbonización del mix energético.

En este sentido, uno de los principales objetivos de la Unión Europea es reducir entre un 80 y un 95 % las emisiones de CO<sub>2</sub> para el año 2050 en relación a los niveles de 1990, y para ello se ha anunciado una revisión de la directiva de eficiencia energética. Para cumplir este objetivo, a medio plazo se debe conseguir esta descarbonización del sistema eléctrico, y no podrá conseguirse sin integrar en la red toda la energía renovable posible.

Los resultados del informe [30] indican que, para cumplir con la hoja de ruta a 2050, la penetración de renovables debe alcanzar entre el 55 % y el 75 % del consumo bruto de energía final. En 2013, la cuota de renovables aumentó en la UE, situándose en el 14,9 % del consumo bruto de energía final. Además, el crecimiento medio anual de las energías renovables ha sido del 6,4 %. Estos resultados animan a que el sistema de transporte que dé cobijo a esta integración de las renovables sea lo más eficiente posible.

Por tanto, si la superred cumple con la normativa en cuanto al no aumento de interferencias de radio, ruido audible y campos eléctrico y magnético sobre los niveles máximos permitidos, se concluye que las soluciones que aporta la superred son más convincentes que el impacto visual que causaría la instalación de los módulos superiores de nuestras alternativas de repotenciación 1 y 2; y por supuesto que el impacto visual de la alternativa 3, que permanece prácticamente invariable.

## 4. Acoplamiento entre líneas, efecto corona y ruido audible

A la hora de analizar estos parámetros, es indispensable hablar sobre el efecto corona. Como introdujimos en la sección anterior, el efecto corona consiste en la ionización del aire que rodea a los conductores de alta tensión. Cuando el gradiente superficial del conductor es mayor que la rigidez dieléctrica del aire, el aire se comporta como conductor y es cuando aparece el efecto corona, manifestándose como un haz de luz con forma de corona. Como ya se ha analizado, este efecto conlleva unas implicaciones económicas debido a las pérdidas. Algunos aspectos que tienen afección en la aparición del efecto corona son la tensión de línea, la humedad relativa del aire, el número de conductores en una fase y el estado de la superficie del conductor. El efecto corona aparece con mayor intensidad conforme mayor es la tensión de línea, mayor humedad, menor número de subconductores y cuanto peor estado presente la superficie del conductor.

$$V_c = 21,2 \cdot \delta \cdot r \cdot L_n \cdot \frac{DMG}{RMG} \cdot n \cdot K_r \cdot K_m \quad (4-12)$$

Con motivo de la creación de estas nuevas líneas a un nuevo nivel de tensión, hay que ver si cabe alguna posibilidad de que haya interferencias entre los campos magnéticos de las líneas existentes y las nuevas. El hecho de que los circuitos AC y DC estén tan próximos en una misma torre hace que exista una influencia mutua entre las líneas AC y DC (véase figura 39).

Esta influencia entre las líneas AC y DC incluye:

- ❖ Acoplamiento capacitivo, que resulta en un desplazamiento de las intensidades de AC a DC y en un cambio en los gradientes superficiales de los conductores, aunque este efecto se reduce cuando el efecto corona no se presenta [29].
- ❖ Acoplamiento magnético, que resulta en corrientes AC inducidas desde el circuito AC al DC.
- ❖ La corriente iónica procedente de la corona del polo DC se agrupa entre las fases AC, por lo que aparece una corriente DC en el circuito AC.

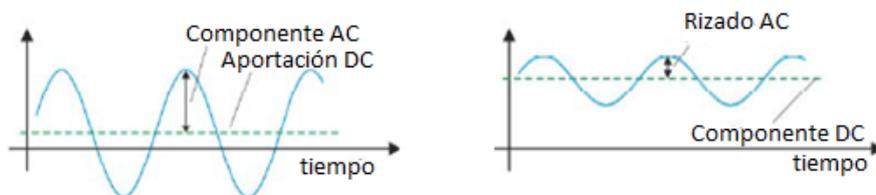


Figura 39: Acoplamiento de los sistemas DC - AC en relación al gradiente superficial de los conductores [29]

Este acoplamiento de los circuitos AC y DC en una línea híbrida tiene diferentes consecuencias técnicas como:

- ❖ En estado estacionario, la inducción de corrientes AC en el circuito DC conlleva la saturación del transformador del convertidor. Una opción para mitigar este efecto es transponer las líneas AC o DC. Ocurre el mismo problema con las corrientes DC en el circuito de AC (con la corriente DC proveniente del efecto corona).
- ❖ Las sobretensiones en una línea DC sola son más pequeñas que para el circuito DC en la configuración híbrida. La transposición de fases AC también es una opción para mitigar este problema.

Además de estos problemas técnicos, también es importante estudiar el impacto de las condiciones ambientales. Normalmente, las investigaciones están basadas en los problemas ambientales presentes en sistemas de transporte puros, ya sean AC o DC, como la interferencia de radio, el ruido audible, los campos eléctricos y magnéticos a nivel del suelo y, en el caso de la corriente continua, las corrientes iónicas.

El efecto corona tiene mayor influencia en condiciones de mal tiempo, tanto para los sistemas en alterna como en continua. Es en estos casos cuando las corrientes iónicas en las líneas DC son las mayores. No obstante, al igual que el efecto corona es diferente con condiciones de buen o mal tiempo, la interferencia de radio y el ruido audible también varían. En los casos de DC, los efectos de la interferencia de radio y el ruido audible se reducen cuando hay mal tiempo. Lo contrario ocurre en los sistemas AC, donde el ruido audible causado por el efecto corona es mayor en condiciones de mal tiempo. De este modo, el cambio de buen tiempo a mal tiempo tiene los siguientes efectos: en AC, el ruido audible aumenta; en DC, el ruido audible es menor.

El ruido audible es provocado por el efecto corona y consiste en un zumbido a baja frecuencia, provocado por el movimiento de los iones y por el ruido producido por las descargas eléctricas. El potencial de ruido de cada conductor se calcula con la ecuación 4-13.

$$NP_{ai} \text{ [dB]} = -164,6 + 120 * \log(E_i) + 55 * \text{Log}(R_{ei}) \quad (4-13)$$

Donde  $E_i$  es la intensidad de campo eléctrico máxima (kV/cm); y

$R_{ei}$  es el radio equivalente, que se obtiene de otra fórmula [33].

El nivel de ruido audible en condiciones de buen tiempo debe cumplir con límites más restrictivos que con mal tiempo. La diferencia entre estos límites es de unos 10 dB. Los resultados extraídos de las pocas referencias que existen sobre el ruido audible en líneas híbridas determinan que el efecto corona en líneas puras AC o

DC no varía mucho comparado al que se presenta cuando se combinan ambas tecnologías en una configuración híbrida. Por tanto, se pueden utilizar los procedimientos de cálculo conocidos para determinar los niveles de ruido audible para AC y DC.

En este sentido, se ha estudiado en [29] un esquema de conversión de una línea de doble circuito AC de 400 kV a una línea híbrida, reemplazando uno de los circuitos AC por uno de DC de  $\pm 500$  kV (ver tablas 17 y 18). Se ha estudiado la conversión para dos conductores típicos. Después de evaluar el incremento del límite térmico, se han considerado diferentes configuraciones de torre y se han comparado los gradientes eléctricos superficiales y el ruido audible con los de la línea original de doble circuito de 400 kV AC.

Tabla 17: Propuestas para la configuración de los conductores en un sistema híbrido [29]

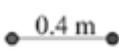
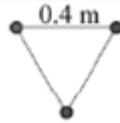
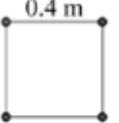
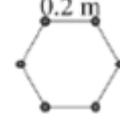
Subconductores	400 kV AC	$\pm 500$ kV DC
AAC 600		
ACSR 265/35		

Tabla 18: Capacidad de transporte límite en estos circuitos [29]

Subconductores	400 kV AC (GVA)	$\pm 500$ kV DC (GW)
AAC 600	1,94	4,31
ACSR 265/35	2,51	5,47

Los datos que se presentan en la tabla 18 se corresponden con la capacidad de los circuitos por separado. En la tabla 19, se observa que la capacidad de transporte global al utilizar la configuración híbrida ha aumentado en un 60 %. Para los cálculos de ruido audible que presentamos a continuación, se ha utilizado un software de análisis de elementos finitos.

Tabla 19: Aumento de capacidad logrado

Subconductores	Doble circuito AC (GVA)	Configuración híbrida (GW)	Aumento de capacidad logrado (%)
AAC 600	$1,94 \cdot 2 = 3,88$	$1,94 + 4,31 = 6,25$	$\frac{6,25}{3,88} \cdot 100 = 160$
ACSR 265/35	$2,51 \cdot 2 = 5,02$	$2,51 + 5,47 = 7,98$	$\frac{7,98}{5,02} \cdot 100 = 160$

Para el primer conductor estudiado (ACSR 265/35), se observan en la figura 40 los niveles de ruido audible para la configuración inicial de sistema de transporte de doble circuito AC de 400 kV.

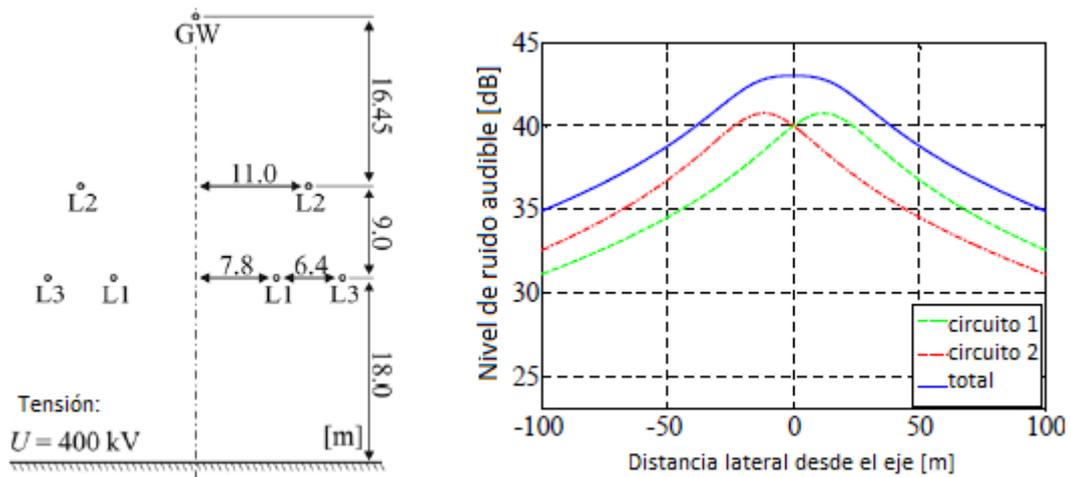


Figura 40: Ruido audible de la configuración original AC [29]

Se van a comparar estos niveles de ruido audible con los de las configuraciones presentadas en la figura 41 [29].

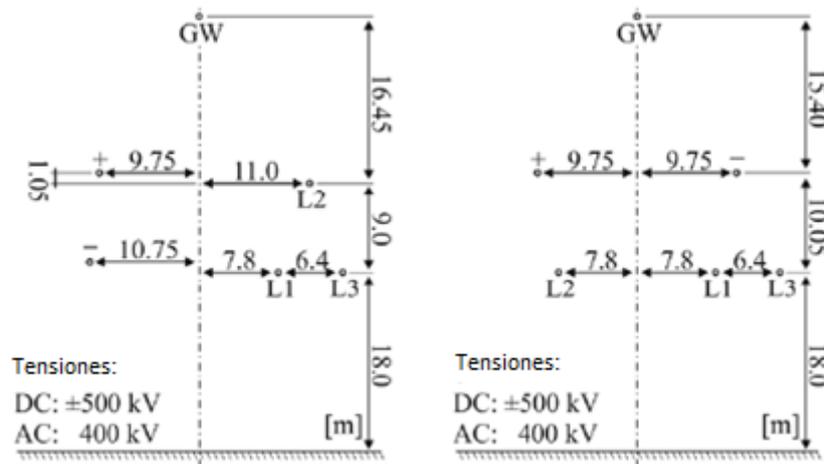


Figura 41: Configuraciones propuestas para la red híbrida AC – DC [29]

Obviamente, el acoplamiento entre los sistemas AC y DC es mayor en la configuración 2 que en la configuración 1. Los niveles de ruido audible estudiados se resumen en la figura 42.

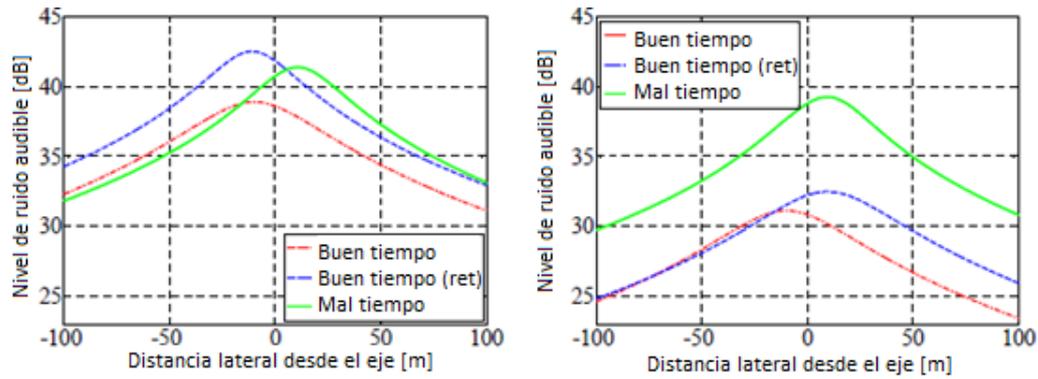


Figura 42: Niveles de ruido audible para las configuraciones propuestas [29]

Las mayores diferencias obtenidas en los ejemplos entre los niveles para AC y DC son de 10 dB. La disminución de los niveles de ruido audible AC de mal tiempo a buen tiempo se esperan siempre mayores a estos 10 dB. Por otro lado, la contribución del ruido audible DC durante condiciones de mal tiempo se pueden despreciar, ya que es mucho menor que la aportación del ruido audible AC.

En referencia al ruido audible, la mejor configuración es la que coloca el circuito AC en las crucetas inferiores y el circuito DC en otra capa superior. Sin embargo, con esta configuración, el acoplamiento entre los dos circuitos es muy grande, introduciendo intensidades DC en el sistema AC y viceversa.

Como es bien sabido, este acoplamiento entre líneas se produce por la cercanía entre los circuitos. El campo magnético producido por un conductor creará una tensión inducida en los conductores de alrededor. Esto es el acoplamiento magnético. La tensión inducida se calcula a través de las inductancias mutuas que aparecen en conductores paralelos. Se calcula con la ecuación 4-14.

$$M_{ik} = \frac{\mu_0 \cdot L}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot L}{d_{ik}} - 1\right) \cdot H \quad (4-14)$$

Donde  $d_{ik}$  es la distancia desde el conductor  $i$  al conductor  $k$ ,

$L$  es la longitud de la línea en metros,

$\mu_0$  es la permeabilidad magnética del vacío.

En la opción de continua, se reduce esta posibilidad; y en la opción híbrida, también.

## 5. Mantenimiento

El mantenimiento de una línea de transporte es una parte fundamental del funcionamiento de la misma, una necesidad que se ve acentuada por su ubicación al aire libre. Un mantenimiento adecuado de la misma puede alargar su vida hasta

cincuenta años. Requiere de técnicos electricistas y mecánicos altamente cualificados [35].

Dentro de los trabajos de mantenimiento, se programan inspecciones periódicas, tanto de las líneas como de las subestaciones con el fin de comprobar el estado en el que se encuentran dichas instalaciones y planificar las acciones que se deriven para que se mantengan en las condiciones de operación necesarias. Algunas de las actuaciones que se llevan a cabo son el tratamiento de protección anticorrosiva, lavado de aisladores, revisión termográfica, tala y poda de la vegetación, inspecciones de las subestaciones en general y la revisión de los sistemas de protección y telecontrol [34].

En la actualidad, para labores de mantenimiento en las que se requiere una inspección superior, como las relacionadas con las líneas aéreas, se utilizan helicópteros tripulados por personas [36]. Pese a haber grandes medidas de seguridad, no es menos cierto que estas labores de mantenimiento conllevan un riesgo y sería muy interesante la sustitución de estos helicópteros por el uso de otros instrumentos que no tengan que ir pilotados por personas, como es el caso de los drones. Por coste, seguridad y eficiencia, desde luego se trata de una alternativa muy interesante. Además, el tamaño generalmente más pequeño de los drones, hacen que puedan llevar a cabo una labor de mantenimiento más minuciosa, además de grabar con mayor precisión todos los elementos que hagan falta.

En las dos opciones en las que se añade un módulo adicional, habrá que tener en cuenta que este módulo tiene que ser accesible para poder realizar labores de mantenimiento. En la opción que utiliza la tecnología HVDC en el módulo superior, es conveniente saber que el mantenimiento será menos costoso por el mero hecho de haber menos elementos; por el contrario, el coste de mantenimiento de las estaciones convertidoras será mayor comparado con las subestaciones de la tecnología HVAC. En este sentido, el mantenimiento de las estaciones convertidoras afecta a la sala de válvulas, inductancias de filtrado, maniobras y seccionamiento del lado de continua, los transformadores de conversión, los filtros AC, la maniobra y seccionamiento del lado de alterna, el sistema de refrigeración de las válvulas, los intercambiadores de calor, los sistemas de comunicación y los sistemas auxiliares.

En principio, para la opción híbrida, este problema se reduce ya que la estructura del apoyo será esencialmente la misma.

En el caso estudiado de utilización de una tecnología compacta de líneas AC, es seguro que el espacio para realizar las labores de mantenimiento se reducirá, sin embargo será más accesible, mejorando las condiciones de trabajo del personal de mantenimiento preventivo. Además, al disponer de esta tecnología más avanzada, se mejora la calidad de suministro y se reduce la posibilidad de fallos, por lo que el coste de mantenimiento correctivo será menor.

## Capítulo 5: ANÁLISIS DEL COSTE DE NUESTRAS ALTERNATIVAS DE REPOTENCIACIÓN

---

En sistemas HVDC, el centro de conversión, el cual es un elemento imprescindible, supone un mayor coste fijo, pero se ve compensado por un menor coste de las líneas HVDC, motivo por el cual son muy competitivas para largas distancias. Como se vio anteriormente en la figura 1, hay un punto de equilibrio (distancia crítica) donde el coste de las tecnologías HVAC y HVDC converge. En transmisiones subterráneas y submarinas, el valor de la distancia crítica se sitúa entre 50 y 100 km, mientras que en transmisiones con líneas aéreas, la distancia crítica se encuentra en torno a los 600 – 800 km. El coste de las estaciones convertidoras HVDC, según [3], está en torno a los 209 M€, mientras que el coste de una subestación estándar para HVAC se encuentra en torno a 39,4 M€, a los que hay que sumar 60,89 M€ debido a los dispositivos de compensación de reactiva.

Las tres alternativas que se presentan tienen en común que no requieren una gran modificación de las infraestructuras actuales, una de las condiciones indispensables para abordar este Trabajo Fin de Máster en un continente tan denso como el europeo. El apoyo inicial a partir del cual se van a presentar las alternativas es el mostrado en la figura 7, que se vuelve a mostrar en este apartado para facilitar la tarea al lector.

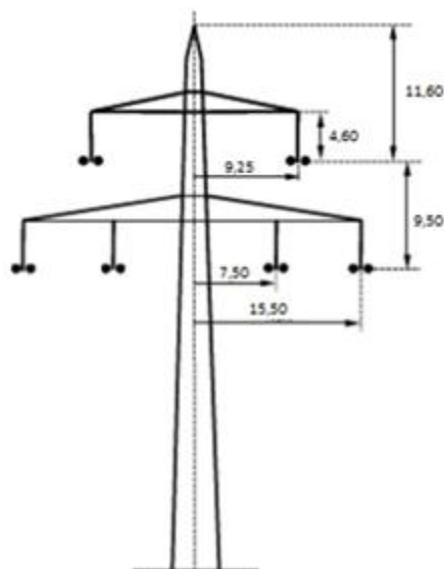


Figura 7: Dimensiones [m] utilizadas den el estudio [24]

Las dos primeras alternativas requieren añadir a las torres eléctricas un módulo adicional sobre el que se montarían las nuevas líneas. El diseño de este módulo variará ligeramente en función de la opción, ya que una es con tecnología alterna y, la otra, con tecnología continua. Por último, la última opción consiste en modificar

ligeramente la estructura de algunas torres existentes de doble circuito y utilizar uno de los circuitos para la tecnología AC y el otro, para la tecnología DC. Para mantener la capacidad original, el circuito de AC debe modificarse para poder transportar la energía que antes se transportaba en los dos circuitos.

Se presenta el desglose de los costes para una longitud de línea de 1.000 km y un vano de 220 metros, que es el vano medio para una línea de 400 kV. Por tanto, será necesario repotenciar unos 4.550 apoyos. La estimación de costes realizada se ha obtenido de la base de datos de la empresa IMEDEXSA.

Cabe mencionar que el módulo superior utilizaría tecnología compacta, y para obtener todos sus beneficios, se podrían utilizar vanos más pequeños. Sin embargo, esto conllevaría cambiar la ubicación de las torres actuales, haciendo que el coste de inversión aumente considerablemente al tener que desmontar y volver a montar todos los elementos: cimentaciones, apoyos y conductores; dejando de ser una alternativa competitiva en términos de coste.

En el análisis de costes, se tendrá en cuenta el siguiente factor reductor para estimar el coste de mano de obra de montar o desmontar los conductores de un mismo haz:

- Un conductor: coste unitario (c.u.)
- Dos conductores: c.u. + 0,5·c.u.
- Tres conductores: c.u. + 2·0,4·c.u.
- Cuatro conductores: c.u. + 3·0,3·c.u.
- Cinco conductores: c.u. + 4·0,3·c.u.

En el apéndice II se muestran los cálculos más importantes que han sido necesarios, entre otros, las estimaciones de peso a través de la fórmula de Marjerrison (ecuación 4-8).

$$W = C_k \cdot He \cdot (FT^{2/3} + FV^{1/2} + FL^{2/3}) \quad (4-8)$$

## 1. Instalar un módulo adicional y usar tecnología HVAC

Como se vio en la ecuación 4-1, el análisis del coste de ciclo de vida utiliza esta fórmula para estimar el coste que tendrá la ejecución completa del proyecto desde su diseño hasta el final de su vida útil.  $C_{LC}$  es el coste de ciclo de vida completo.

$$C_{LC} = C_{CI} + C_{OM} + C_{EL} \quad (4-1)$$

❖  $C_{CI}$  es el coste de inversión capital. En él se incluye, en primer lugar, el coste de los materiales: las estructuras (apoyos), los conductores de fase, los cables de guarda,

las cadenas de aisladores con sus respectivos herrajes, los materiales de puesta a tierra y otros posibles accesorios.

Como se comentó en el capítulo 4, se debe tener en cuenta si las torres son de anclaje o de suspensión ya que para cada una de ellas se tienen unos accesorios distintos. En las torres de anclaje, el conjunto de herrajes suele ser más costoso. En nuestra alternativa, las torres de anclaje seguirán siendo de anclaje, y las de suspensión también seguirán siendo de suspensión.

En esta alternativa, la estructura del apoyo debe ser modificada. En esta alternativa se instala un módulo adicional sobre la estructura existente. Este módulo debe sostener los tres conductores de fase de tecnología alterna (se considera que el transporte será a través de circuito simple, ya que utilizar doble circuito conllevaría una complejidad mecánica aún mayor) y los cables de guarda. El módulo adicional a instalar en la torre actual debe parecerse al que se muestra en la figura 43. Este tipo de cruceta es bastante frecuente en el sistema de transporte europeo. Este esquema no es el que debe instalarse tal y como se presenta, sino que se debería modificar para ser lo más compacto posible, reduciendo así los costes de material necesarios. Obviamente, el esquema será distinto para la alternativa 2, puesto que no se requieren las tres fases, sino solo dos polos. Sería interesante conocer otras alternativas a este módulo, pero este esquema sirve para visualizar las alternativas 1 y 2.

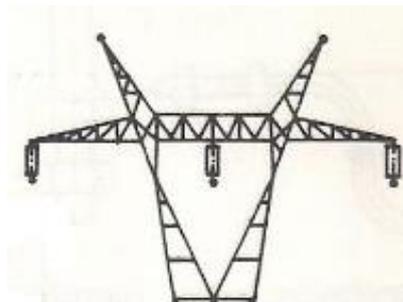


Figura 43: Esquema del módulo superior [41]

A continuación se muestran los resultados (tabla 20) que obtenidos sobre las estimaciones de peso a través de la fórmula de Marjerrison.

Tabla 20: Pesos estimados de la estructura – alternativa 1

Peso del apoyo original	5.000 kg
Peso del módulo superior	1.200 kg
Peso de la estructura completa	9.700 kg
Peso del acero necesario para reforzar el apoyo original	3.500 kg

Una vez visto esto, se desglosan los costes de inversión de esta alternativa:

- ✚ Coste del nuevo conductor (Conductor Cardinal LA-545 [1.832 kg/km]): Como se ha introducido anteriormente, se considerará un circuito simple para evitar que el módulo superior sea aún más complejo mecánicamente. Se consideran cinco conductores por fase.

<b>Conductor Cardinal LA-545</b>	<b>Precio</b>
4,95 €/kg · 1.832 kg/km:	9.068 €/km
5 conductores/fase:	45.340 €/km
3 fases = 15 conductores:	136.020 €/km
<b>1.000 km de línea:</b>	<b>136 M€</b>

- ✚ Coste del nuevo cable de guarda: No se requiere. Se reutilizan los cables de guarda existentes.

- ✚ Coste del acero para el módulo superior:

<b>Producto</b>	<b>Precio</b>
Acero:	2 €/kg
1.200 kg/apoyo:	2.400 €/apoyo
<b>Acero necesario para instalar el módulo superior en los 4.550 apoyos</b>	<b>10,9 M€</b>

- ✚ Coste del acero para reforzar el apoyo original:

<b>Producto</b>	<b>Precio</b>
Acero:	2 €/kg
3.500 kg/apoyo:	7.000 €/apoyo
<b>Acero necesario para reforzar el apoyo original en 4.550 apoyos</b>	<b>31,8 M€</b>

- ✚ Coste del refuerzo a la cimentación: La cantidad de hormigón que habría que añadir en cada apoyo es de 1,47 m<sup>3</sup>.

<b>Producto</b>	<b>Precio</b>
m <sup>3</sup> de hormigón	63 €/m <sup>3</sup>
Coste refuerzo hormigón/apoyo	92,6 €
<b>Hormigón que hay que añadir en 4.550 apoyos</b>	<b>0,4 M€</b>

- ✚ Coste de las cadenas de aisladores y conjunto de herrajes para conductores de fase y de guarda: Se instalarán aisladores poliméricos. Se requiere una cadena de aisladores y, al menos, un accesorio para cada fase. Este accesorio dependerá de la localización de la torre. Uno de los accesorios analizados son los espaciadores de fase, que podrán ser muy útiles en esta alternativa. Para cada apoyo, se requieren dos cadenas de aisladores y dos accesorios por cada

fase, ya que hay que situar uno a cada lado del apoyo. Esto hace que se necesiten seis aisladores y seis accesorios para cada apoyo.

<b>Elemento para conductor</b>	<b>Precio</b>
Aislador polimérico:	80 € por unidad
6 aisladores/apoyo:	480 € por apoyo
<b>Aisladores necesarios para 4.550 apoyos:</b>	<b>2,2 M€</b>
Otros accesorios (herrajes, grapas...):	50 € por unidad
6 accesorios/apoyo:	300 € por apoyo
<b>Otros accesorios para 4.550 apoyos:</b>	<b>1,4 M€</b>
<b>Elemento para cable de guarda</b>	<b>Precio</b>
Otros accesorios:	55 € por unidad
2 accesorios/apoyo:	110 € por apoyo
2 cables de guarda/apoyo:	220 € por apoyo
<b>Accesorios para el cable de guarda en 4.550 apoyos:</b>	<b>1 M€</b>

- ✚ Coste de tensionar el nuevo conductor: Para calcular el coste de tender, tensar y engrapar los cinco subconductores que conforman cada fase, se emplea el factor reductor mencionado anteriormente.

<b>Tendido, tensado y engrapado de un solo conductor</b>	<b>Precio de mano de obra</b>
Cardinal LA-545:	9.620 €/km
5 conductores/fase:	21.164 €/km
3 fases = 15 conductores:	63.492 €/km
<b>Tensionado de 1.000 km:</b>	<b>63,5 M€</b>

- ✚ Coste de desmontaje y montaje de los cables de guarda (OPGW-48):

<b>Acción</b>	<b>Coste de mano de obra</b>
Desmontaje del cable de guarda	250 €/km
Desmontaje de 1.000 km de 1 cable de guarda:	0,25 M€
Tendido, tensado y engrapado del cable de guarda	4.100 €/km
Tendido de 1.000 km de 1 cable de guarda:	4,1 M€
Total desmontaje + montaje de 1 cable de guarda	4,35 M€
<b>Desmontaje y montaje de 2 cables de guarda en 1.000 km</b>	<b>8,7 M€</b>

✚ Coste del montaje para el módulo superior:

<b>Acción</b>	<b>Coste de mano de obra</b>
Montaje, armado e izado de apoyos: 1.200 kg/apoyo:	0,9 €/kg 1.080 €/apoyo
<b>Montaje del módulo superior en 4.550 apoyos:</b>	<b>4,9 M€</b>

✚ Coste del montaje del acero para reforzar el apoyo original:

<b>Acción</b>	<b>Coste de mano de obra</b>
Montaje, armado e izado de apoyos: 3.500 kg/apoyo:	0,9 €/kg 3.150 €/apoyo
<b>Montaje del acero para reforzar 4.550 apoyos originales:</b>	<b>14,3 M€</b>

✚ Coste de mano de obra del refuerzo de la cimentación.

<b>Acción</b>	<b>Coste de mano de obra</b>
Movimiento de tierra, excavación y hormigonado: 1,47 m <sup>3</sup> de hormigón en cada apoyo:	110 €/m <sup>3</sup> 161.7 €/apoyo
<b>Mano de obra para el refuerzo de la cimentación en 4.550 apoyos:</b>	<b>0,8 M€</b>

✚ Coste de montaje de los nuevos aisladores y accesorios.

<b>Acción</b>	<b>Precio de mano de obra</b>
Montaje de aisladores: 6 aisladores/apoyo:	40 € por unidad 240 € por apoyo
<b>Monte de aisladores para 4.550 apoyos:</b>	<b>0,9 M€</b>
Montaje de otros accesorios 10 accesorios/apoyo (6 de fase y 4 de guarda):	40 € por unidad 400 € por apoyo
<b>Montaje de otros accesorios para 4.550 apoyos:</b>	<b>1,8 M€</b>

**Coste de inversión total: 279,3 M€**

Los costes de ingeniería y administración no se tendrán en cuenta para la comparación debido a que serán precios muy similares en las tres alternativas.

❖  $C_{OM}$  es el coste de operación y mantenimiento: El mantenimiento y operación de la línea es esencial para la fiabilidad y, por tanto, es un coste con el que se debe contar como medida preventiva. En estos costes se incluyen los costes de personal para la operación y control de la línea, reparaciones generales, labores en el terreno, sustitución de útiles dañados, actividades de mantenimiento y monitorización

en tiempo real, además de otras actividades necesarias para mantener la línea en unas condiciones de operación oportunas. Los costes de operación y mantenimiento se estiman en un 1,5 % del coste de inversión de capital para una línea aérea. De este modo, el coste anual de operación y mantenimiento es de 4,2 M€. Referenciando este coste a los 40 años de vida útil, el coste de operación y mantenimiento es de 72,1 M€.

**Coste de operación y mantenimiento en 40 años = 72,1 M€**

❖  $C_{EL}$  es el coste debido a las pérdidas. Aunque las pérdidas en las subestaciones HVAC son menores que las pérdidas obtenidas en una estación convertidora HVDC, lo cierto es que contando con las pérdidas en la línea debido a las pérdidas Joule y, sobre todo, a las de efecto corona, la tecnología alterna tiene unas pérdidas totales mayores que la tecnología en continua. La tecnología alterna suele presentar aproximadamente el doble de pérdidas que la tecnología continua [37]. Es por esto que el término de coste de las pérdidas no será en ningún caso beneficioso para esta alternativa. Para el cálculo de las pérdidas se hace uso de la figura 44. Se observa que las pérdidas que existen en una línea de 800 kV AC de 1.000 km son del orden del 8 %. En este porcentaje se incluyen las pérdidas de efecto corona y de efecto Joule.

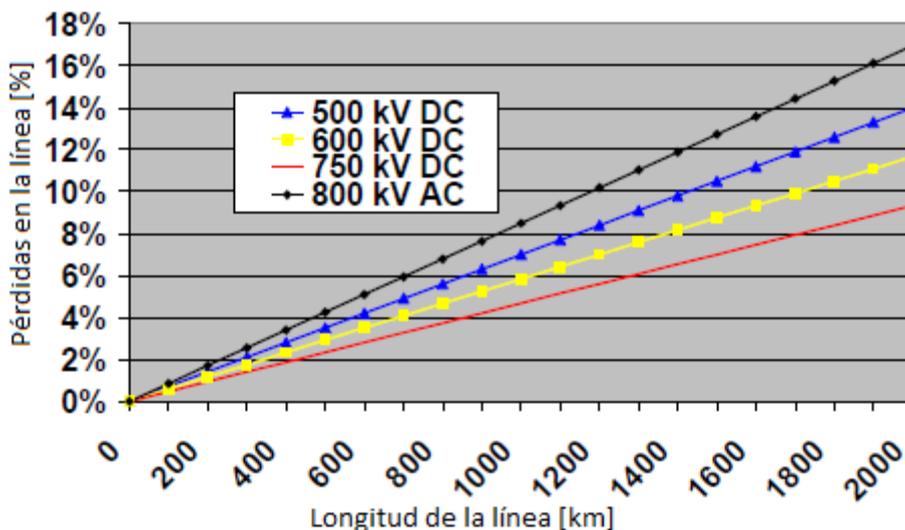


Figura 44: Pérdidas en la línea [50]

De este modo, las pérdidas del 8 % aplicadas a la potencia de transferencia objetivo, 1 GW, resulta en unas pérdidas de 80 MW. En términos de energía, las pérdidas anuales, suponiendo que la línea estará operativa un 90 % del tiempo (7.900 horas), resultan ser de 632 GWh.

Se asume un coste de la energía de 0,05 €/kWh, que es el precio medio del mercado mayorista de la electricidad (OMIE) en el año 2015. Por lo que el coste anual

de las pérdidas es 31,6 M€. Se considera una tasa de interés anual (i) del 5 %, una tasa de descuento ( $t_d$ ) del 2 % y una vida útil (n) de 40 años.

El valor actual neto de las pérdidas de energía en la vida útil de la línea se calcula de la siguiente forma:

$$31,6 \text{ M€} \cdot \frac{\frac{1}{i}}{1 - \frac{1}{(1+i)^n}} \cdot \frac{\frac{1}{t_d}}{1 - \frac{1}{(1+t_d)^n}} = 416,4 \text{ M€}$$

**Coste de las pérdidas en 40 años = 416,4 M€**

En la figura 45 se desglosan los costes de esta alternativa antes de tener en cuenta el coste de las subestaciones. Se puede observar el gran impacto que tienen las pérdidas en esta alternativa.

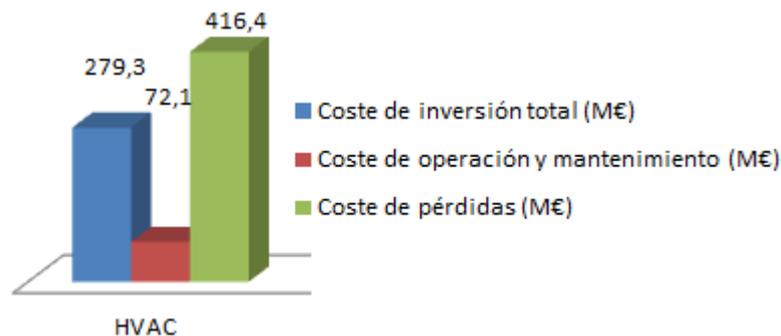


Figura 45: Costes de la alternativa 1 sin subestaciones

Se estima que el coste de una subestación HVAC está en torno a los 39,4 M€ [3], a los que hay que sumarle 60,89 M€ por la utilización de compensadores de reactiva TCSC. En la sección 4 se utilizarán estos datos para la comparativa de las tres alternativas.

Otro punto a favor es que, como no hay que desmontar la línea existente, se reduce el coste de la mano de obra correspondiente al desmontaje de los conductores. Esto también implica que los tiempos de los trabajos se reducen. Además, al no tener que tirar la línea existente, el suministro de la misma apenas se verá afectado, lo que supone un gran alivio en líneas de transporte.

## 2. Instalar un módulo adicional y usar tecnología HVDC

Al igual que en el caso anterior, se vuelve a utilizar el modelo del coste de ciclo de vida, cuya fórmula es la presentada en 4-1.

$$C_{LC} = C_{CI} + C_{OM} + C_{EL} \quad (4-1)$$

❖  $C_{CI}$  es el coste de inversión de capital: Al igual que en la primera alternativa, en este caso la estructura del apoyo también debe ser modificada. Esta alternativa consiste en colocar un módulo adicional sobre la estructura existente. Este módulo debe sostener los dos conductores de tecnología continua (ida y retorno), además de los dos cables de guarda. Por tanto, aunque el módulo de esta alternativa será parecido al presentado en la figura 42, en esta alternativa el peso requerido será menor debido a que el número de fases/polos pasa de tres a dos. Se vuelve a utilizar la fórmula de Marjerrison para estimar el peso de la estructura original, el módulo superior y el refuerzo necesario en el apoyo original (véase tabla 21).

Tabla 21: Pesos estimados de la estructura – alternativa 2

Peso del apoyo original:	5.000 kg
Peso del módulo superior:	944 kg
Peso de la estructura completa:	8.631 kg
Peso del acero necesario para reforzar el apoyo original:	2.605 kg

✚ Coste del nuevo conductor (Conductor Cardinal LA-545 [1.832 kg/km]):

Conductor Cardinal LA-545	Precio
4,95 €/kg · 1.832 kg/km:	9.068 €/km
5 conductores/polo:	45.342 €/km
2 polos (Ida y retorno) = 10 conductores:	90.684 €/km
<b>Conductor necesario para 1.000 km:</b>	<b>90,7 M€</b>

✚ Coste del nuevo cable de guarda: No se requiere. Se reutilizan los cables de guarda existentes.

✚ Coste del acero para el módulo superior: La estructura, como se ha explicado, será ligeramente más sencilla que en el caso anterior.

Producto	Precio
Acero:	2 €/kg
945 kg/apoyo:	1.890 €/apoyo
<b>Acero necesario para el módulo superior en 4.550 apoyos:</b>	<b>8,6 M€</b>

✚ Coste del acero para reforzar el apoyo original:

Producto	Precio
Acero:	2 €/kg
2.605 kg/apoyo:	5.210 €/apoyo
<b>Acero necesario para reforzar los 4.550 apoyos originales</b>	<b>23,7 M€</b>

- Coste del refuerzo que hay que añadir a la cimentación: Al ser el incremento de peso menor, el refuerzo de la cimentación, obviamente será menor. Se muestran los cálculos en el apéndice II.

La cantidad de hormigón que habría que añadir en cada apoyo es de 0,61 m<sup>3</sup>.

Producto	Precio
m <sup>3</sup> del hormigón:	63 €/m <sup>3</sup>
0,6 m <sup>3</sup> refuerzo hormigón en un apoyo:	37,8 €
<b>Coste del refuerzo de la cimentación en 4.550 apoyos</b>	<b>0,2 M€</b>

- Coste de las cadenas de aisladores y conjunto de herrajes para conductores de fase y de guarda: Se utilizará un aislador polimérico para cada polo. Se requieren dos en cada apoyo (uno en cada lado). Esto hace que se necesiten cuatro aisladores por cada apoyo.

Elemento para conductor	Precio
Aislador polimérico:	80 € por unidad
4 aisladores/apoyo:	320 € por apoyo
<b>Aisladores necesarios para 4.550 apoyos:</b>	<b>1,5 M€</b>
Otros accesorios (herrajes, grapas...):	50 € por unidad
8 accesorios por apoyo (2 de fase y 2 de guarda):	400 € por apoyo
<b>Otros accesorios necesarios para 4.550 apoyos</b>	<b>2 M€</b>

- Coste de tensionar el conductor: Se vuelve a hacer uso del factor corrector.  
Tender cinco conductores:  $(9.620 + 4 \cdot 0,3 \cdot 9.620)$  €/km.

Tendido, tensado y engrapado de un solo conductor	Coste de mano de obra
LA-545:	9.620 €/km
5 conductores por polo:	21.164 €/km
2 polos (ida y retorno):	42.328 €/km
<b>Tensionado de 1.000 km:</b>	<b>42,3 M€</b>

- Coste de desmontaje y montaje de los cables de guarda (OPGW-48).

Acción	Coste de mano de obra
Desmontaje del cable de guarda	250 €/km
Desmontaje de 1.000 km de 1 cable de guarda:	0,25 M€
Tendido, tensado y engrapado de 1 cable de guarda:	4.100 €/km

Tendido, tensado y engrapado de 1 cable de guarda para 1.000 km:	4,1 M€
Desmontaje + montaje de 1 cable de guarda:	4,35 M€
<b>Desmontaje y montaje de 2 cables de guarda</b>	<b>8,7 M€</b>

✚ Coste del montaje del módulo superior:

Acción	Coste de mano de obra
Montaje, armado e izado de apoyos: 945 kg/apoyo:	0,9 €/kg 850,5 €/apoyo
<b>Montaje del módulo superior en los 4.550 apoyos:</b>	<b>3,9 M€</b>

✚ Coste de montaje del acero para reforzar el apoyo original:

Acción	Precio de mano de obra
Montaje, armado e izado de apoyos: 2.605 kg/apoyo:	0,9 €/kg 2.345 €/apoyo
<b>Acero necesario para reforzar los 4.550 apoyos originales</b>	<b>10,7 M€</b>

✚ Coste de mano de obra del refuerzo de la cimentación:

Acción	Coste de mano de obra
Movimiento de tierra, excavación y hormigonado 0,61 m <sup>3</sup> de hormigón en cada apoyo:	110 €/m <sup>3</sup> 67,1 €/apoyo
<b>Coste de mano de obra para refuerzo de la cimentación en 4.550 apoyos</b>	<b>0,4 M€</b>

✚ Coste de montaje de los nuevos aisladores y accesorios.

Acción	Precio de mano de obra
Montaje de aisladores: 4 aisladores/apoyo:	40 € por unidad 160 €/apoyo
<b>Montaje de aisladores necesarios para 4.550 apoyos:</b>	<b>0,8 M€</b>
Montaje de otros accesorios: 8 accesorios/apoyo (4 de fase y 4 de guarda):	40 € por unidad 320 € por apoyo
<b>Montaje de otros accesorios para 4.550 apoyos:</b>	<b>1,5 M€</b>

**Coste de inversión total: 195 M€**

❖ C<sub>OM</sub> es el coste de operación y mantenimiento: Como mencionamos en el punto anterior, en estos costes se incluyen los costes de personal para la operación y control de la línea, reparaciones generales, labores en el terreno, sustitución de

útiles dañados, actividades de mantenimiento y monitorización en tiempo real, además de otras actividades necesarias para mantener la línea en unas condiciones de operación oportunas. Se estiman en un 1,5 % del coste total de inversión. Estos 2,9 M€ anuales, al final de los 40 años de vida útil, resultan en 49,7 M€.

**Coste de operación y mantenimiento en 40 años = 49,7 M€**

❖  $C_{EL}$  es el coste debido a las pérdidas. En general, las pérdidas que se presentan en un sistema de transporte de esta tecnología HVDC son menores comparadas a la tecnología alterna [37]. Por eso, el término de coste de las pérdidas es beneficioso para esta alternativa. Según se ha visto en la figura 44 anterior, las pérdidas de una línea de 1.000 km que utiliza la tecnología continua a  $\pm 500$  kV se encuentran en torno al 6 %. Estas pérdidas, referenciadas a la potencia de 1 GW que se pretende transportar, resultan ser de 60 MW.

En términos de energía, las pérdidas anuales, suponiendo que la línea estará operativa un 90 % del tiempo (7.900 horas), resultan ser de 474 GWh.

Se asume un coste de la energía de 0,05 €/kWh, que es el precio medio del mercado mayorista de la electricidad (OMIE) en el año 2015. Por lo que el coste anual de las pérdidas es 23,7 M€. Se considera una tasa de interés anual (i) del 5 %, una tasa de descuento ( $t_d$ ) del 2 % y una vida útil (n) de 40 años.

El valor actual neto de las pérdidas de energía en la vida útil de la línea se calcula de la siguiente forma:

$$23,7 \text{ M€} \cdot \frac{\frac{1}{i}}{1 - \frac{1}{(1+i)^n}} \cdot \frac{\frac{1}{t_d}}{1 - \frac{1}{(1+t_d)^n}} = 312,3 \text{ M€}$$

**Coste de las pérdidas en 40 años = 312,3 M€**

En la figura 46 se desglosan los costes de esta alternativa antes de tener en cuenta el coste de las subestaciones.

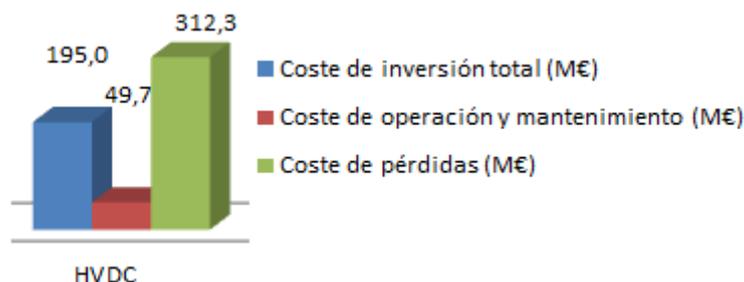


Figura 46: Costes de la alternativa 2 sin estaciones convertidoras

En conclusión, al igual que ocurre en el caso anterior, tampoco hay que desmontar y montar las líneas existentes, lo que implica un menor coste de obra y unos menores tiempos de ejecución de la obra, reduciendo el impacto que provocaría la inutilización de la línea por un tiempo.

Otro punto positivo de esta alternativa es que la tecnología HVDC puede transmitir más potencia que HVAC al mismo nivel de tensión. Los sistemas HVDC tienen una capacidad de transporte entre 2 y 5 veces la de una línea de AC de tensión similar [37]. Por tanto, para transportar la misma cantidad de energía, se podría utilizar un conductor más ligero, o bien se podría emplear una tensión menor para transmitir la misma cantidad de potencia. Se ha decidido utilizar el mismo conductor que en la alternativa 1 y, por tanto, reducir la tensión para que el aumento en la capacidad de transporte sea equivalente. Con esto, se consigue reducir el coste de las estaciones convertidoras, que son el elemento más costoso de esta tecnología. Para la comparativa de la sección 4, se considera que el coste de una estación convertidora es de 209,62 M€ [3].

Por otra parte, como se vio en la sección anterior, las pérdidas globales de la línea de transporte son menores con tecnología HVDC. Además, la tecnología HVDC no genera campos electromagnéticos variables, por lo que seguramente se encontrarían menos rechazos a esta opción.

Por último, el módulo superior sería algo más sencillo. Los cables de guarda son los mismos para las alternativas HVAC y HVDC pero, en cuanto a los conductores, HVAC requiere tres fases, mientras que HVDC solo requiere dos polos. Como cada fase/polo se compone de varios subconductores, el peso que tiene que soportar el módulo y, por tanto, también el apoyo original, es menor.

### 3. Opción híbrida: HVAC y HVDC

Por última vez se muestra la fórmula 4-1, que permite estimar el coste de ciclo de vida de un sistema de transporte. Como esta es la alternativa que conlleva una menor modificación de la estructura al no tener que añadir ningún módulo superior, lo más lógico sería que se consiguiese un ahorro importante con esta alternativa. Se analizará con detalle y se verá que no es así por diversas razones.

$$C_{LC} = C_{CI} + C_{OM} + C_{EL} \quad (4-1)$$

La particularidad de esta alternativa es que al convertir un circuito de AC a DC, se pierde parte de la capacidad que se tenía anteriormente. Como se ha explicado anteriormente, esta conversión aumenta la capacidad de transporte un 60 % aproximadamente, insuficiente para el objetivo que se persigue en este Trabajo Fin de Máster.

Por este motivo, será necesario modificar la configuración del circuito que seguirá siendo de tecnología HVAC. Originalmente, el circuito consta de dos conductores por fase (dúplex), pero en el resultado final se utilizará una configuración de cuatro conductores por fase (cuádruplex) para mantener la capacidad de transporte HVAC.

Aunque se reutilizan algunos conductores existentes, no ocurre así con todos. Se analizan con detalle los datos de coste de esta alternativa.

❖  $C_{CI}$  es el coste de inversión capital: En él tenemos en cuenta, en primer lugar, el coste de los materiales. Al contrario que en las dos primeras alternativas, en este caso la estructura del apoyo no será modificada en el sentido de incorporar un módulo superior.

A lo largo de este Trabajo Fin de Máster se han presentado diferentes configuraciones que podrían tener los conductores, incluso reutilizando los conductores existentes. Esto se puede conseguir separando los subconductores de una de las tres fases y reubicándolos en las otras dos fases de ese circuito. Un ejemplo de esta aplicación se encuentra en el capítulo 2: *Tipos de repotenciaciones*, o en la sección 3-2: *Acoplamiento entre líneas, efecto corona y ruido audible*. Para mantener la capacidad de transporte del circuito HVAC, se va a aumentar el número de conductores por fase de dos (dúplex) a cuatro (cuádruplex). Además, al aumentar el número de conductores, también se necesita reforzar la estructura de las torres y, en menor medida, las cimentaciones.

Los costes que aquí se presentan corresponden al caso particular que se aprecia en la figura 44. Se aprecia que en el circuito de la derecha, los dos subconductores de la fase superior se reubican en las fases inferiores.

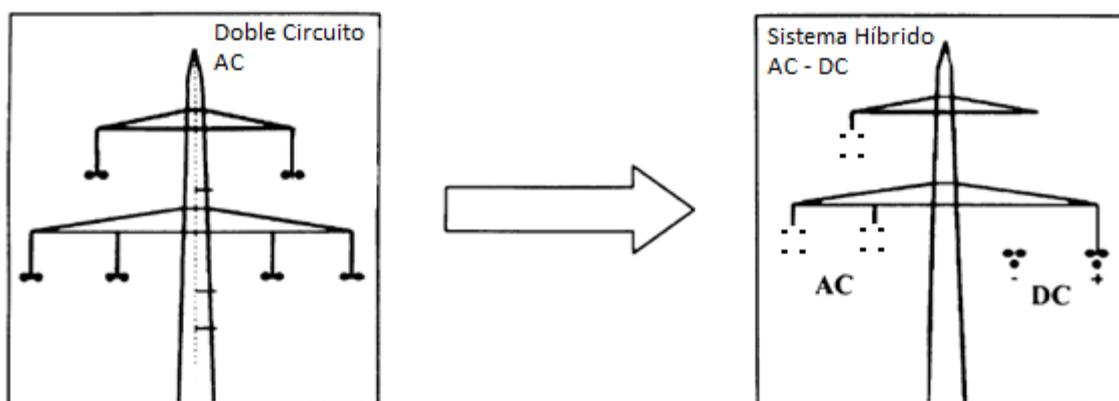


Figura 47: Conversión de sistema HVAC a híbrido [1]

- ✚ Coste del nuevo conductor: En el lado de HVDC, no se requieren nuevos conductores. No ocurre lo mismo en el circuito HVAC, donde para mantener la capacidad de transporte se requieren otros seis conductores. Originalmente había seis conductores (tres fases dúplex), y se va a repotenciar hasta doce conductores (tres fases cuádruplex).

<b>Conductor Cardinal LA-545</b>	<b>Precio</b>
4,95 €/kg · 1.832 kg/km:	9.068 €/km
2 conductores/fase:	18.136 €/km
3 fases = 6 conductores:	54.408 €/km
<b>1.000 km de línea:</b>	<b>54,5 M€</b>

- ✚ Coste del cable de guarda: No se requiere. Se reutilizan los existentes.

- ✚ Coste del acero para el módulo superior: No se requiere.

- ✚ Coste del acero para reforzar el apoyo original: Se presentan los cálculos en el apéndice II.

<b>Producto</b>	<b>Precio</b>
Acero:	2 €/kg
1.220 kg/apoyo:	2.440 €/apoyo
<b>Acero necesario para reforzar el apoyo original en 4.550 apoyos:</b>	<b>11 M€</b>

- ✚ Coste del refuerzo que hay que añadir a la cimentación: Se presentan los cálculos en el apéndice II

<b>Acción</b>	<b>Coste de mano de obra</b>
m <sup>3</sup> de hormigón:	63 €/m <sup>3</sup>
0,2 m <sup>3</sup> refuerzo hormigón/apoyo:	12,6 €/apoyo
<b>Mano de obra para el refuerzo de la cimentación en 4.550 apoyos:</b>	<b>0,1 M€</b>

- ✚ Coste de las cadenas de aisladores y conjunto de herrajes para conductores de fase y de guarda: Ya que hay que desmontar todos los conductores, se aprovecha para instalar aisladores de material compuesto. Se estima un coste de 80 € por unidad. Se requiere uno por cada polo/fase y dos en cada apoyo (uno en cada lado). Esto hace que se necesiten cuatro por cada apoyo en el circuito DC y seis por cada apoyo en el circuito AC.

<b>Elemento para conductor</b>	<b>Precio</b>
Aislador polimérico:	80 € por unidad
10 aisladores por apoyo:	800 € por apoyo
<b>Aisladores necesarios para 4.550 apoyos:</b>	<b>3,6 M€</b>
Otros accesorios (herrajes, grapas...):	50 € por unidad
10 accesorios/apoyo:	500 € por apoyo
<b>Otros accesorios necesarios para 4.550 apoyos</b>	<b>2,3 M€</b>

<b>Elemento para cable de guarda</b>	<b>Precio</b>
Otros accesorios:	55 € por unidad
4 accesorios/apoyo:	220 € por apoyo
<b>Accesorios para el cable de guarda necesarios en 4.550 apoyos</b>	<b>1 M€</b>

✚ Coste del desmontaje y montaje del conductor: Se aplica el factor reductor.

<b>Acción</b>	<b>Coste de mano de obra</b>
Desmontaje de un conductor:	400 €/km
2 conductores/fase:	600 €/km
3 fases = 6 conductores:	1.800 €/km
Desmontaje 2 circuitos:	3.600 €/km
<b>Desmontaje del conductor en 1.000 km:</b>	<b>3,6 M€</b>

<b>Tendido, tensado y engrapado de un solo conductor</b>	<b>Precio de mano de obra</b>
Cardinal LA-545	9.620 €/km
DC: 3 conductores/polo:	17.316 €/km
2 polos = 6 conductores:	34.632 €/km
<b>1.000 km de tendido de los dos polos para el circuito DC:</b>	<b>34,6 M€</b>
AC: 4 conductores/polo:	18.278 €/km
3 fases = 12 conductores:	54.834 €/km
<b>1.000 km de tendido de tres fases para el circuito AC:</b>	<b>54,9 M€</b>

✚ Coste del desmontaje y montaje del cable de guarda: No se requiere. No se modifica.

- ✚ Coste del montaje del acero para reforzar el apoyo original:

Acción	Coste de mano de obra
Montaje, armado e izado de apoyos: 1.220 kg/apoyo:	0,9 €/kg 1.098 €/apoyo
<b>Montaje del acero para reforzar 4.550 apoyos originales:</b>	<b>4,9 M€</b>

- ✚ Coste de mano de obra del refuerzo de la cimentación.

Acción	Coste de mano de obra
Movimiento de tierra, excavación y hormigonado: 0,2 m <sup>3</sup> de hormigón en cada apoyo:	110 €/m <sup>3</sup> 22 €/apoyo
<b>Mano de obra para el refuerzo de la cimentación en 4.550 apoyos:</b>	<b>0,1 M€</b>

- ✚ Coste de montaje de los nuevos aisladores y accesorios: En este caso se necesitan dos fases: desmontaje y montaje.

Acción	Precio de mano de obra
Desmontaje de los aisladores 12 aisladores/apoyo	20 € por unidad 240 €/apoyo
<b>Desmontaje de los aisladores de 4.550 apoyos:</b>	<b>1,1 M€</b>
Montaje de aisladores: 10 aisladores en cada apoyo (6 en el circuito AC y 4 en el DC):	40 € por unidad 400 €/apoyo
<b>Montaje de los aisladores de 4.550 apoyos:</b>	<b>1,8 M€</b>
Desmontaje de otros accesorios 12 accesorios/apoyo	20 € por unidad 240 €/apoyo
<b>Desmontaje de los accesorios de 4.550 apoyos:</b>	<b>1,1 M€</b>
Montaje de accesorios: 10 accesorios/apoyo (6 en AC y 4 en DC):	40 € por unidad 400 €/apoyo
<b>Montaje de los accesorios de 4.550 apoyos:</b>	<b>1,8 M€</b>

**Coste de inversión total: 176,4 M€**

Los costes de ingeniería y administración no los tenemos en cuenta para la comparación debido a que serán precios muy similares en las tres alternativas.

- ❖ C<sub>OM</sub> es el coste de operación y mantenimiento: Como ya se vio en las dos alternativas anteriores, el coste anual de operación y mantenimiento es el 1,5 %

del coste de la inversión Estos 2,7 M€, cuando se referencian a los 40 años de vida útil de la instalación, resultan en unos costes de 276,7 M€.

**Coste de operación y mantenimiento en 40 años = 276,7 M€**

❖  $C_{EL}$  es el coste debido a las pérdidas. Para calcular las pérdidas de energía de esta alternativa, se considera que las pérdidas que había en la configuración inicial (el doble circuito de AC) se concentran en el circuito de HVAC de la configuración híbrida. Al igual que en los casos anteriores, las pérdidas existentes en la configuración inicial no se tienen en cuenta. Por tanto, las pérdidas que hay que considerar en esta alternativa son las correspondientes a la nueva capacidad. De este modo, las pérdidas son del mismo orden que las presentadas en la alternativa 2.

Según se ha visto en la figura 44 anterior, las pérdidas de una línea de 1.000 km que utiliza la tecnología continua a  $\pm 500$  kV se encuentran en torno al 6 %. Estas pérdidas, referenciadas a la potencia de 1 GW que se pretende transportar, resultan ser de 60 MW.

En términos de energía, las pérdidas anuales, suponiendo que la línea estará operativa un 90 % del tiempo (7.900 horas), resultan ser de 474 GWh.

Se asume un coste de la energía de 0,05 €/kWh, que es el precio medio del mercado mayorista de la electricidad (OMIE) en el año 2015. Por lo que el coste anual de las pérdidas es 23,7 M€. Se considera una tasa de interés anual (i) del 5 %, una tasa de descuento (td) del 2 % y una vida útil (n) de 40 años.

El valor actual neto de las pérdidas de energía en la vida útil de la línea se calcula de la siguiente forma:

$$23,7 \text{ M€} \cdot \frac{\frac{1}{i}}{1 - \frac{1}{(1+i)^n}} \cdot \frac{\frac{1}{t_d}}{1 - \frac{1}{(1+t_d)^n}} = 312,3 \text{ M€}$$

**Coste de las pérdidas en 40 años = 312,3 M€**

Se muestra el desglose de los costes de esta alternativa en la figura 48.

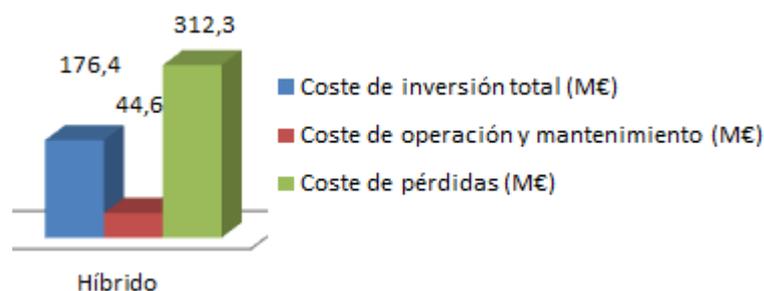


Figura 48: Costes de la alternativa 3 sin subestaciones

Resumiendo, las ventajas de esta tercera alternativa es la reducción en los costes de inversión totales debido a la reutilización de los conductores y a la innecesidad de modificar la estructura de la torre. Además, hay muchas torres del sistema de transporte que fueron construidas de doble circuito y no están instalados los dos circuitos, pensando en una futura repotenciación. Por lo que el coste de inversión inicial podría ser menor.

Por el contrario, el resultado no es tan bueno como a priori se podía esperar debido a que hay que desmontar y volver a montar todos los conductores del circuito reconvertido. Además, con esta alternativa, los procesos de ejecución de la repotenciación serán mayores debido a que hay que tirar los circuitos. Aunque se haga primero uno y después otro, se reducirá temporalmente la capacidad de transferencia.

Además, se ha cambiado la configuración de los dos circuitos. Para el circuito HVDC, será necesario instalar subestaciones convertidoras; y para el circuito HVAC, también será necesario realizar ciertas modificaciones en las subestaciones.

Se han encontrado en la literatura algunos estudios [28] que muestran las bondades de esta conversión a red híbrida. Precisamente en este estudio se ha hecho un estudio aplicable a lo estudiado en este Trabajo Fin de Máster. Si bien en nuestra alternativa de conversión a híbrida se considera sustituir los aisladores por unos nuevos de tecnología compacta, los autores de este artículo no han considerado modificación de ningún tipo ni en conductores, aisladores ni en los apoyos.

Un sistema de transporte híbrido AC – DC presenta una ventaja fundamental, que los flujos de potencia AC y DC fluyen de manera independiente y, además, el flujo de potencia DC no causa inestabilidad transitoria. Entonces, el sistema de transporte AC existente de doble circuito sería sustituido por un sistema híbrido que transporta las tres fases AC más la DC.

El valor instantáneo de cada tensión del conductor resulta mayor en caso de un sistema de transporte híbrido debido a la cantidad de tensión DC superpuesta a la de AC. Eso sí, se deben añadir más discos a cada cadena de aisladores para soportar el nuevo nivel de tensión.

Otra ventaja principal del sistema híbrido de transporte sobre el HVDC puro es su capacidad de utilizar la línea para compensar reactiva, ya que en el sistema HVDC la tensión de línea DC es continua en el tiempo.

Se va a mostrar la eficacia de la repotenciación sin necesidad de modificar la estructura de los apoyos, los aisladores ni los conductores. La potencia total de transferencia en la línea de doble circuito antes de la conversión, mostrada en su versión trifásica, al contrario que en la ecuación 2-3, se rige por la ecuación 5-1.

$$P'_{total} \approx (3 \cdot V_{ph}^2 \cdot \sin \delta) / X \quad (5-1)$$

Donde X es la reactancia de la línea de doble circuito, y

$\delta$  es el ángulo entre las tensiones del extremo emisor y receptor.

La potencia total de transferencia en la línea híbrida AC – DC viene dada por la fórmula 5-2.

$$P_{\text{total}} = P_{\text{ac}} + P_{\text{dc}} \approx \frac{3 \cdot V_a^2 \cdot \sin \delta_2}{X} + 2 \cdot V_d \cdot I_d \quad (5-2)$$

Donde el ángulo  $\delta_2$  entre las tensiones en los dos extremos de la línea se puede incrementar hasta un valor más alto debido al mayor control que aporta la componente continua.

Un valor aproximado de la corriente AC en el sistema de doble circuito se puede definir con la ecuación 5-3.

$$I_a = V \cdot (\sin \delta / 2) / X \quad (5-3)$$

Mientras que la corriente DC viene dada por la ecuación 5-4.

$$I_d = 3 \cdot \sqrt{I_{\text{th}}^2 - I_a^2} \quad (5-4)$$

Donde  $I_{\text{th}}$  es la capacidad de transporte de corriente.

El incremento de capacidad de transferencia, expresado en tanto por ciento, en un sistema híbrido AC – DC se puede definir como la capacidad de transferencia de la nueva línea híbrida menos la capacidad anterior con el sistema puramente AC, dividido entre la capacidad del sistema puramente AC.

La tabla 22 muestra los resultados de simulación obtenidos para estimar la potencia que se puede transmitir tras la conversión citada para distintas longitudes. Es una reconversión efectiva para líneas mayores de 500 km.

Tabla 22: Resultados simulación para  $\delta_2 = 60^\circ$  [28]

Longitud línea (km)	500	600	700	800
$P_{\text{AC}}$ (MW)	450,25	383,95	338	304
$P_{\text{DC}}$ (MW)	1.615,48	1.662,27	1.650	1.600
$P_{\text{TOTAL}}$ (MW)	2.065,73	2.046,22	1.988	1.904
Grado de repotenciación (%)	101,96	135,44	159,25	173,85

## 4. Comparación

Hasta ahora, no se ha tenido en cuenta el coste de las subestaciones o estaciones convertidoras. El bloqueo de las inversiones a la hora de construir nuevas líneas eléctricas, motivo por el cual se estudian las opciones de repotenciación, hace que se tenga que estudiar hasta el mínimo detalle. El coste de las subestaciones HVAC

o estaciones convertidoras HVDC son muy importantes, ya que se trata de uno de los mayores costes de inversión inicial, pese a que no sean en sí mismas parte del sistema de transporte.

La comparación de las alternativas se realiza a través de la ecuación 4-1, utilizada para estimar el coste de las distintas alternativas.

$$C_{LC} = C_{CI} + C_{OM} + C_{EL} \quad (4-1)$$

Sin tener en cuenta el coste de las subestaciones, en la figura 49 se desglosan los costes correspondientes a las alternativas estudiadas.

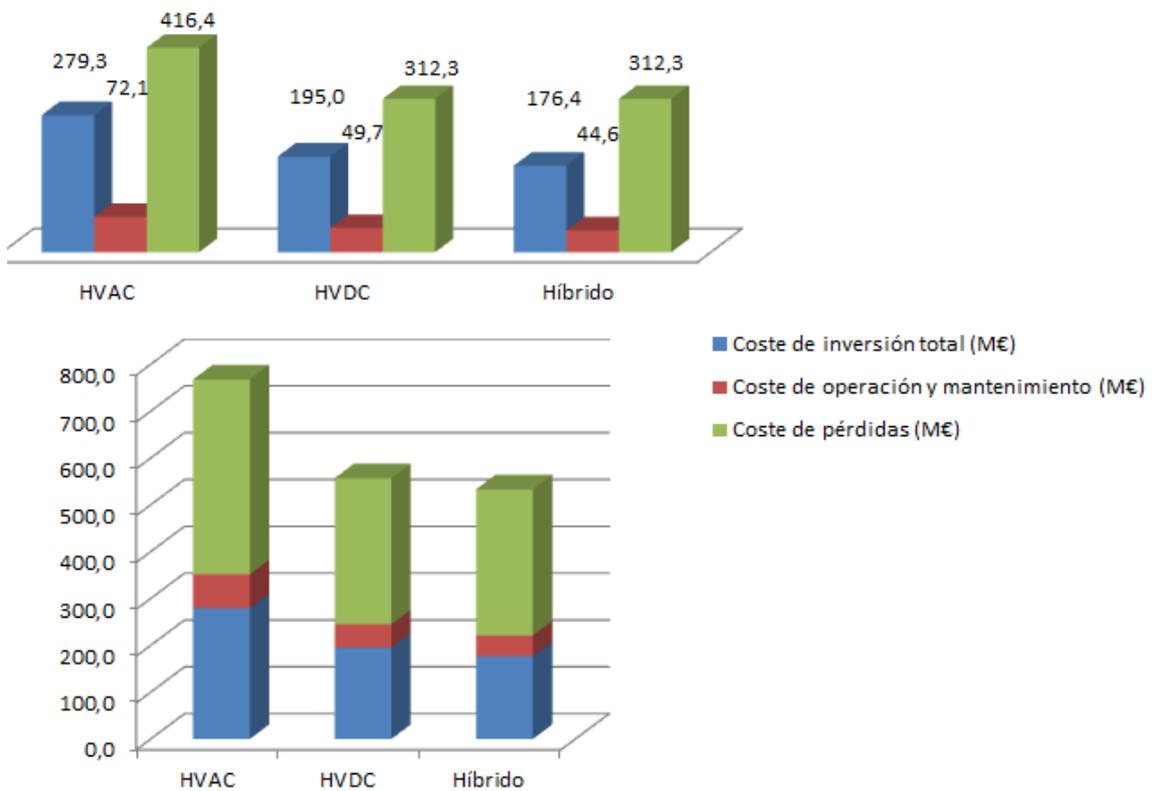


Figura 49: Desglose de costes de las alternativas presentadas. 0 subestaciones

Se observa que la comparativa es claramente desfavorable a la alternativa HVAC debido a la magnitud de las pérdidas. En cuanto se tiene en cuenta el coste de las subestaciones, esta gráfica cambia radicalmente. Así como se han podido reutilizar muchos elementos del sistema de transporte para esta repotenciación, no será así para el caso de las subestaciones o de las estaciones convertidoras, ya que habrá que construirlas de cero. Se obtiene el coste de las estaciones convertidoras y subestaciones los datos presentados en [3]. Estos datos son, en el caso de las subestaciones HVAC, un coste de 39,4 M€, a los que es necesario sumar los 60,89 M€ correspondientes a tres dispositivos TCSC para compensar reactiva. En el caso de las subestaciones HVDC, el coste es de 209,62 M€.

Como mínimo, serán necesarias dos subestaciones, una en cada extremo de la línea, por tanto se van a mostrar los resultados para este caso:

- ✚ Con dos subestaciones HVAC / estaciones convertidoras HVDC, se recalculan los costes de la misma forma que se ha explicado en las secciones anteriores. Se muestran los resultados en la figura

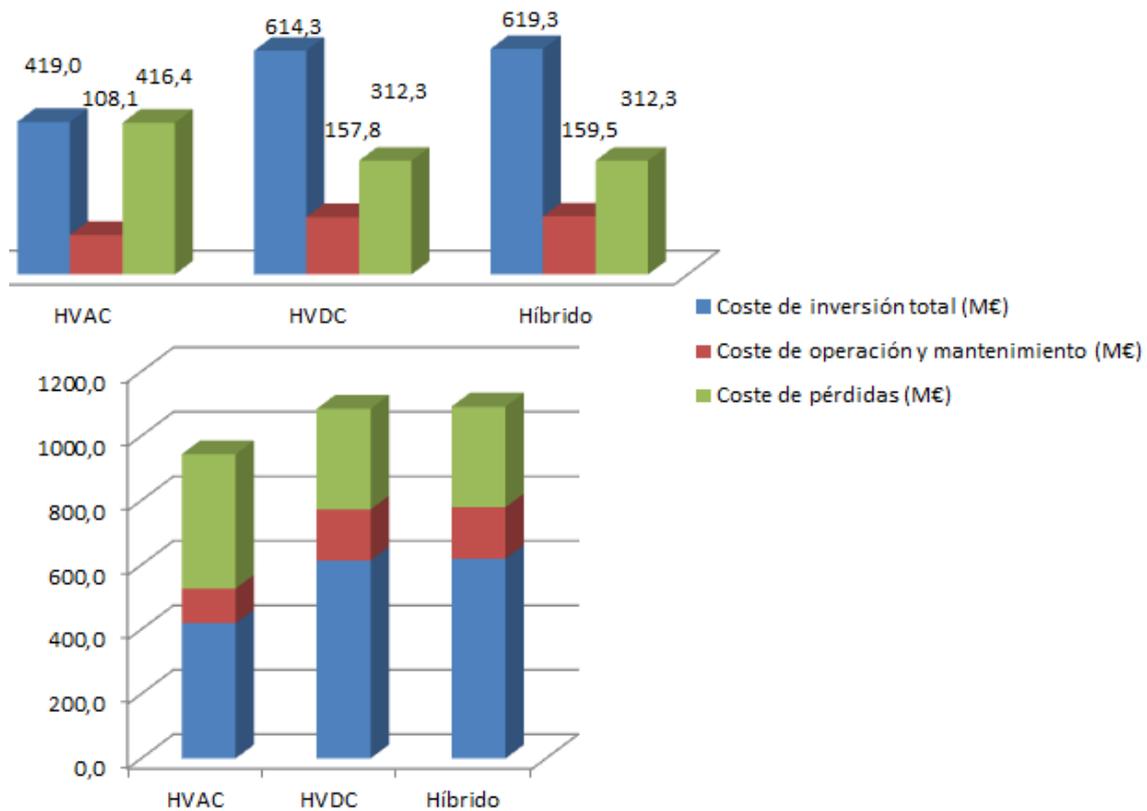


Figura 50: Costes de las alternativas con 2 subestaciones / estaciones convertidoras

Se observa que la situación se ha invertido, y al tener en cuenta los costes de las subestaciones, la tecnología HVAC es la tecnología más competitiva económicamente debido al menor coste de las subestaciones necesarias.

En una línea de 1.000 kilómetros, podría ser interesante el hecho de tener tres subestaciones en la misma línea de transmisión, una a cada extremo de la línea y otra intermedia para poder conectar algún centro de consumo. En ese caso, los resultados son los que se muestran en la figura 51.

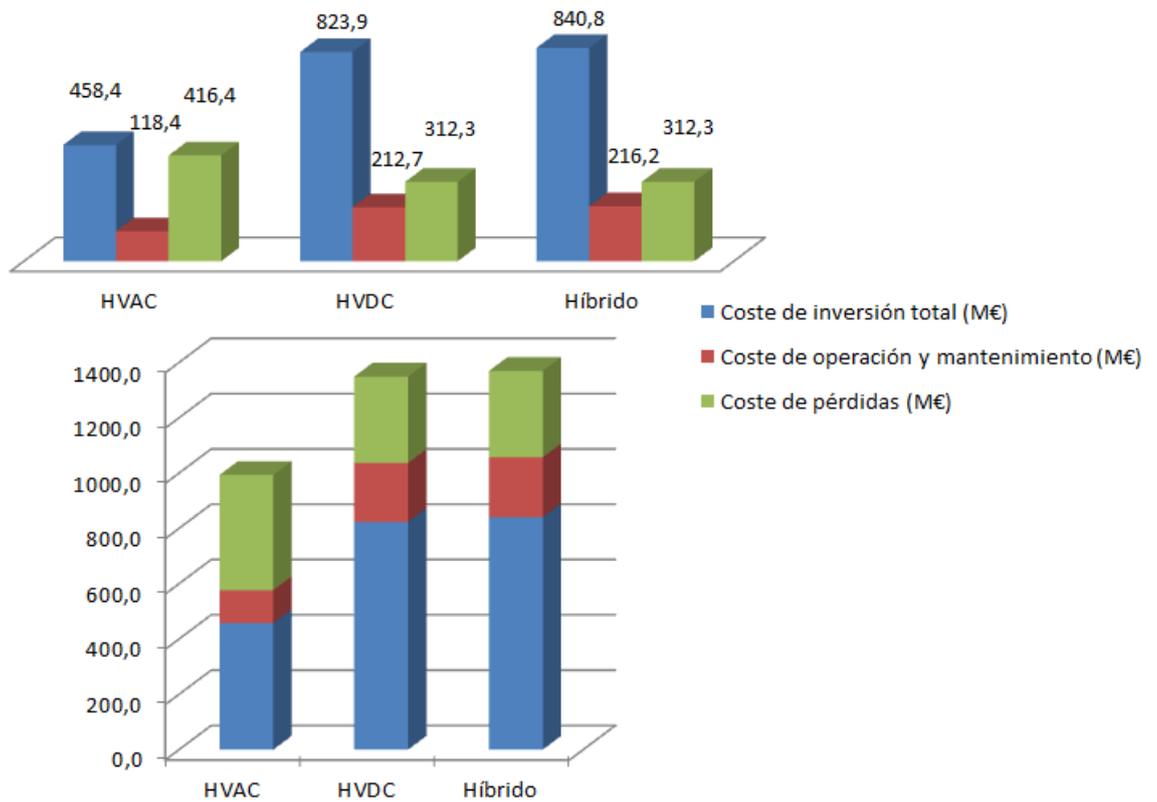


Figura 51: Costes de las alternativas con 3 subestaciones / estaciones convertidoras

Otros casos particulares que se ha creído conveniente presentar es cuando se hace referencia a una línea de 600 km y de 2.000 km.

En una línea de 600 km, según la figura 42, las pérdidas de la tecnología HVAC 800 kV son del 5 %, frente al 4 % que presenta la tecnología HVDC  $\pm$  500 kV. Se muestran los resultados obtenidos en la figura 52. Al ser líneas de menor longitud, los resultados demuestran la bondad de la tecnología HVAC a menor longitud de transmisión.

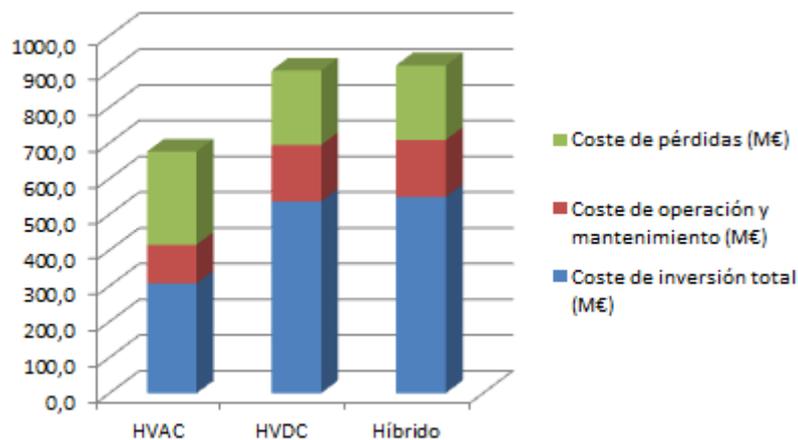


Figura 52: Costes de las alternativas con 2 subestaciones - 600 km

Por último, en una línea de 2.000 km, según la figura 42, las pérdidas de la tecnología HVAC 800 kV son del 16 %, frente al 13 % que presenta la tecnología HVDC  $\pm$  500 kV. Se muestran los resultados obtenidos en la figura 53. Como se esperaba, los resultados de una línea de 2.000 km no son favorables a la tecnología HVAC debido a las altas pérdidas que presenta.

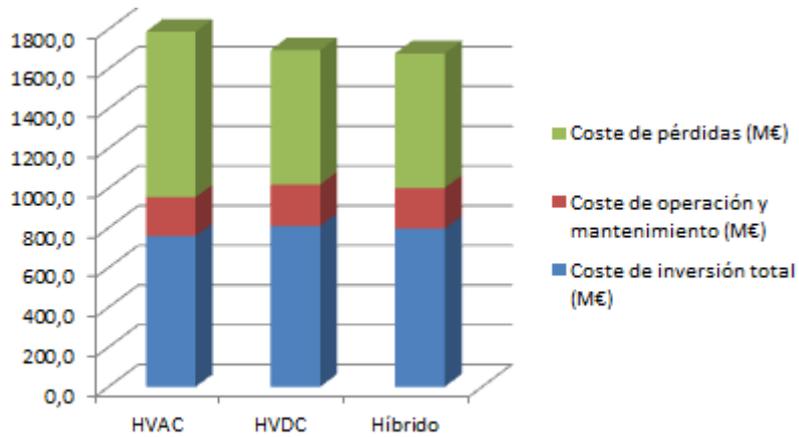


Figura 53: Costes de las alternativas con 2 subestaciones - 2.000 km

## Capítulo 6: CONCLUSIONES

---

En este Trabajo Fin de Máster se ha estudiado la posibilidad de repotenciación de las líneas eléctricas aéreas para la futura superred europea. Los impedimentos que existen para la construcción de nuevas líneas, ya sean por motivos ambientales, de salud o políticos hacen que sea muy interesante estudiar la repotenciación del sistema actual de transporte, ya que además reportaría en una menor inversión inicial al no tener que construir las líneas desde cero.

Sin embargo, hay que tener en cuenta los beneficios que la superred aportaría a la sociedad en la que vivimos. La superred es la solución que permitiría la integración masiva de renovables en el sistema eléctrico. En Europa hay un potencial de generación renovable muy grande, pero en algunos casos estos lugares se sitúan en lugares apartados de los grandes centros de consumo. Dos ejemplos de localizaciones alejadas de los grandes centros de consumo y con un gran potencial de generación renovable son el Mar del Norte, con su energía eólica; y el norte de África, con su potencial de generación fotovoltaica o termosolar.

También se han analizado diferentes técnicas de repotenciación que se han utilizado hasta el presente y se ha hecho un análisis concreto de algunos ejemplos interesantes. Como en este Trabajo Fin de Máster no se estudia una repotenciación al uso, sino que se busca es una coexistencia de los sistemas de transporte actual de 400 kV y el nuevo, para lo cual se presentan tres alternativas diferentes.

La primera alternativa, que utilizaría la tecnología HVAC, consiste en la adición de un módulo superior para soportar las nuevas líneas de transporte. El módulo que se debería instalar debería parecerse al mostrado en la figura 42, por supuesto contando con las modificaciones del mismo que fuesen necesarias para reducir todo lo posible el material necesario. La segunda alternativa es esencialmente la misma, pero utilizaría la tecnología HVDC. Por este motivo, el módulo superior, basado nuevamente en el esquema mostrado en la figura 42, sería más sencillo que el de la alternativa 1, debido a que el apoyo sostendrá una fase/polo menos que en la tecnología HVAC. Por último, la tercera alternativa que se ha presentado consiste en la conversión de un sistema de transporte AC de doble circuito a un sistema de transporte híbrido, que mantenga un circuito de tecnología alterna y otro de tecnología continua. El de tecnología continua utilizará los mismos conductores, pero reordenados de una manera distinta. Para que la repotenciación consiga transportar el objetivo, es necesario reforzar el circuito que se mantiene con la tecnología HVAC, pasando de ser de configuración dúplex a cuádruplex.

Tras realizar el análisis económico, el estudio de las limitaciones mecánicas, las implicaciones que se tendrían en referencia al acoplamiento entre líneas, efecto corona y ruido audible, además de un análisis sobre el impacto ambiental y sobre la

influencia que tendría el cambio sobre el mantenimiento de las líneas, se han detallado los costes que conllevaría cada alternativa, demostrando que la alternativa más económica varía en función de la longitud de la línea de transmisión. Para el estudio presentado, de 1.000 km y dos subestaciones o estaciones convertidoras (una a cada extremo de la línea), la alternativa más económica ha resultado ser la HVAC, seguida de HVDC y, por último, la configuración híbrida.

Entre la segunda y tercera alternativa, la diferencia de costes es muy pequeña debido a que en la tercera alternativa hay que contar con el desmontaje y montaje de los dos circuitos. Además de esto, esta tecnología presenta la desventaja de que para su ejecución, la línea se mantendría fuera de servicio durante más tiempo que en las dos primeras alternativas.

Lo que está claro es que, en cualquier caso, cualquiera de las tres alternativas reduce de una manera sustancial las inversiones necesarias si se compara con la opción de construir unas nuevas líneas de transporte, y el impacto ambiental también será reducido al no requerirse nuevos espacios para instalar las nuevas líneas. Ante la necesidad de aumentar la capacidad de transferencia del sistema de transporte, es innegable que la repotenciación es la alternativa más interesante.

Con el objetivo de que se pueda continuar la investigación en esta línea, será interesante el estudio de las protecciones. Al principio eran muy costosas para el caso de la tecnología HVDC y además presentaban una gran complejidad, pero el avance de la investigación en este campo hace que se pueda estudiar con más detenimiento. Otro punto considerado de vital importancia es desarrollar de una manera más profunda la interacción magnética, ya que aunque se ha mencionado en este Trabajo Fin de Máster en varias ocasiones, su análisis minucioso quedaba fuera de alcance. También resultaría interesante estudiar cómo se vería afectada la configuración de las subestaciones extremas de las líneas en cuanto a interruptores, seccionadores y barras. Por último, otra línea de investigación que se podría estudiar más a fondo es el de los intervalos de incertidumbre a la hora de realizar el análisis económico.

Finalmente, también sería muy interesante estudiar diferentes alternativas a la repotenciación propuesta, como podría ser la utilización de los sistemas HVDC con su tecnología LCC, que es capaz de transportar más energía que la VSC, que es la que se ha tenido en cuenta en este Trabajo Fin de Máster. En caso de que se quisiese utilizar la tecnología LCC, se podría plantear la posibilidad de trazar una línea de gran longitud y con mucha capacidad de transferencia, y que se vayan realizando las conexiones necesarias a la misma. Desde el punto de vista estricto, esto no sería una superred, pero también podría mejorar el sistema de transporte europeo.



# Bibliografía

---

- [1] Uprating of Overhead Lines.  
Roshan Bhattarai. (2011).  
*B.E.M. Tech. (Electrical Engineering). School of Engineering. Cardiff University.*
- [2] Optimization of Transmission Technology and Routes for Pan-European Electricity Highways Considering Spatial Aspects.  
Ergun, H., Rawn, B., Belmans, R., & Van Hertem, D. (2015).  
*Department of Electrical Engineering, division ELECTA. University of Leuven, Belgium, 1-6.*
- [3] A comparison of the technological, economic, public policy, and environmental factors of HVDC and HVAC interregional transmission.  
Figueroa-Acevedo, A. L., Czahor, M. S., & Jahn, D. E. (2015).  
*AIMS Energy*, Volume 3. Issue 1, 144-161.
- [4] Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid: Obstacles.  
Mehrdad Ghandhari, & Dirk Van Hertem. (2010).  
*Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 3156-3164.
- [5] Estimates of Comparative Costs for Uprating Transmission Capacity.  
Ross Baldick, Fellow, IEEE, and Richard P. O'Neill.  
*IEEE Transactions on Power Delivery* Vol. 24, No 2, April 2009.
- [6] Planning big things in Brazil.  
L. A. Barroso, F. Porrua, L. M. Thomé, and M. V. Pereira.  
*IEEE Power Energy Mag.*, vol.5, no. 5, pp 54-63, Sep./Oct. 2007
- [7] Superredes, las redes eléctricas del futuro.  
Mònica Aragüés Peñalba, Eduardo Prieto Araujo, Agustí Ejea Alvarez, Oriol Gomis Bellmunt.
- [8] REALISEGRID.  
S. Rüberg, H. Ferreira, A. L'Abbate, U. Häger, G. Fulli, Y. Li, J. Schwippe.  
Technical University Dortmund (TUDo)
- [9] HVDC SuperGrids with Modular Multilevel Converters – the Power Transmission Backbone of the Future.  
Noman Ahmed, Staffan Norrga, Hans-Peter Nee, Arif Haider, Dirk Van Hertem, Lidong Zhang, Lennart Harnerfors.  
2012 – 9<sup>TH</sup> *International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices.*
- [10] Eurelectric Activity Report: Eurelectric, 2015.
- [11] Página web de GO 15: Reliable and Sustainable Power Grids: [www.go15.org](http://www.go15.org)

- [12] Compact AC Transmission Lines provide Solutions to Servitude Problems.  
Mike Rycroft, EE Publishers. Junio/Julio 2016.  
Transmission & Distribution [www.powertrans.com.au](http://www.powertrans.com.au)
- [13] Practical Comparison of Powerline Uprating and Upgrading Results.  
Greg Landwehr, Pierre Marais.  
Trans-Africa Projects (TAP) (Pty) Ltd, South Africa. *Cigre Science & Engineering* Nº5, Junio 2016.
- [14] Compact OHTL Insulation – Future Trends and Technologies.  
Jens Martin Seifert Fabian Lehretz, Mosdorfer Wolfgang Troppauer.  
*Cigre Science & Engineering* Nº5, Junio 2016.
- [15] A North Sea Electricity Grid [R]evolution – Electricity Output of Interconnected Offshore Wind Power: A Vision of Offshore Wind Power Integration.  
Achim Woyte, Jan De Decker, Thong Vu Van.  
*Greenpeace* – 3E; 2008
- [16] SouthWest Link: Página web del Operador del Sistema de Suecia: *Svenska Kraftnät*.  
<http://www.svk.se/en/grid-development/Developmentprojects/the-south-west-link/>
- [17] BorWin 2: Página web del Operador del Sistema de Alemania: *TenneT*  
<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/offshore-projekte-deutschland/borwin2/>
- [18] Página web del Operador del Sistema en España: Red Eléctrica de España  
<http://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/nueva-interconexion-electrica-con-francia>
- [19] Enlace *NordLink*: Página web de ABB  
<http://new.abb.com/systems/hvdc/references/nordlink>
- [20] Enlace *North Sea Link*: Página web de ABB  
<http://new.abb.com/systems/hvdc/references/nsn-link>
- [21] UHV 1.200 kV AC Transmission. Página web de Siemens.  
[http://www.dii.unipd.it/~pesavento/didattica/corsi/Tecnica%20delle%20alte%20tensioni/Articoli/UHV\\_1200kV.pdf](http://www.dii.unipd.it/~pesavento/didattica/corsi/Tecnica%20delle%20alte%20tensioni/Articoli/UHV_1200kV.pdf)
- [22] Connecting Networks with VSC HVDC in Africa: *Caprivi Link Interconnector*.  
T. Magg, M. Manchen, E. Krige, J. Wasborg, J. Sundin.  
*IEEE PES Power Africa 2012 Conference and Exposition*. Johannesburg, 9 – 13 July 2012.
- [23] Economic Analysis of Power Transmission Lines using Interval Mathematics.  
Srinivasa Kishore Teegala, Sunil Kumar Singal.  
*J Electrical Engineering Technology* 2015; 10 (4): 1471-1479
- [24] Feasibility Study for Converting 380 kV AC Lines to Hybrid AC / DC Lines.  
Jan Lundkvist, Igor Gutman, Lars Weimers.  
*EPRI's High Voltage Direct Current & Flexible AC Transmission Systems Conference*.  
Westminster, CO, USA. November 5-6 2009.

- [25] Power Upgrading of Transmission Line by Combining AC – DC Transmission.  
H. Rahman, B. H. Khan.  
*IEEE Transactions on Power Systems*, Vol . 22, No 1, February 2007.
- [26] Análisis Técnico y Económico de la Repotenciación de Líneas Aéreas AT.  
A. M. Mejía Solanilla.  
Universidad Tecnológica de Pereira; Codensa S.A. ESP.
- [27] Cálculo de distancias de seguridad en la repotenciación de líneas de corriente alterna con tecnología HVDC.  
Dunixe Marene Larruskain-Escobal, Inmaculada Zamora-Belver, Víctor Valverde-Santiago, Garikoitz Buigues-Beraza, Oihane Abarrategui-Ranero y Aritz Iturregi-Aio.  
*Universidad del País Vasco (UPV/EHU)*. Noviembre de 2015.
- [28] Upgradation of Existing EHVAC Line by Composite AC – DC Transmission.  
Hafizur Rahman.  
*Aligarh Muslim University*. Conference Paper. February 2009.
- [29] Discussion of Converting a Double-Circuit AC Overhead Line to an AC/DC Hybrid Line with Regard to Audible Noise.  
U. Straumann, C. M. Franck.  
*High Voltage Laboratory*, ETH Zürich, Switzerland. Cigré
- [30] Renewable energy in Europe - Approximated recent growth and knock-on effects.  
European Environment Agency.  
*EEA Technical Report*. No 1/2015.
- [31] Base de Datos de la empresa IMEDEXSA.  
*Industrias Mecánicas de Extremadura S.A.* Programa de Cálculo de Líneas, versión 12.
- [32] Determination of Minimum Right-of-Way (ROW) Width for OHL Transmission Lines. Bienvenido D. Valeros, John C. Placente.  
*ME TDSGA 2013*, Bangkok, Thailand. May 2013.
- [33] Análisis de Circuitos en Ingeniería.  
William H. Hayt Jr, Jack E. Kemmerly, Steven M. Durbin.  
*McGrawhill*. 8ª Edición.
- [34] Página web de la empresa Jesús Bárcenas Grupo.  
<http://www.iesusbarcenas.com/>
- [35] El mantenimiento de una línea de transmisión.  
Roberto Guerra.  
*Abengoa*.

- [36] Inspección y Mantenimiento de Líneas de Alta Tensión mediante SARP.  
Red Eléctrica de España.  
Jornada sobre los drones y sus aplicaciones a la Ingeniería Civil.
- [37] Ventajas e inconvenientes de las tecnologías HVAC y HVDC.  
Andrés Granero.  
*Ingeniería de Máquinas y Sistemas Eléctricos*.
- [38] MTDC VSC Technology and its applications for Wind Power.  
L. Livermore, J. Liang, J. Ekanayke.  
Cardiff University. UPEC2010, 31<sup>st</sup> Aug – 3<sup>rd</sup> Sept 2010.
- [39] Página web del proyecto Best Paths.  
<http://www.bestpaths-project.eu/>
- [40] Manual eléctrico de la empresa Viakon.  
<http://www.viakon.com/manuales/Manual%20Electrico%20Viakon%20-%20Capitulo%204.pdf>  
Capítulo 4. Julio 2012.
- [41] Tecnología eléctrica 2.  
Editorial Edebé, 1995.
- [42] Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- [43] Cálculo eléctrico de líneas eléctricas de alta tensión: casos prácticos.  
Pedro José Martínez Lacañina.  
Editorial Universidad de Sevilla, 2015.
- [44] Cálculo mecánico de líneas eléctricas aéreas de alta tensión.  
D. Narro Bañares, I. Cenoz Echeverría.  
Universidad Pública de Navarra, 2004.
- [45] Líneas de transporte de energía.  
Luís María Checa.  
Marcombo Boixareu Editores, 1988.
- [46] Conductores desnudos de aluminio – acero para líneas eléctricas de alta tensión.  
Norma Iberdrola NI 54.63.01, 7ª Edición, 2009.
- [47] Conductores desnudos de aluminio acero para líneas eléctricas aéreas.  
Especificación técnica de EDP – HC Energía ET/ 5038. 6ª Edición, 2014.
- [48] Ultra High Voltage electricity transmission in China.  
[https://en.wikipedia.org/wiki/Ultra-high-voltage\\_electricity\\_transmission\\_in\\_China](https://en.wikipedia.org/wiki/Ultra-high-voltage_electricity_transmission_in_China)

[49] Página web de INMR.

<http://www.inmr.com/home/>

[50] Bulk power transmission at extra high voltages, a comparison between transmission lines for HVDC at voltages above 600 kV DC and 800 kV AC.

Lars Weimers.

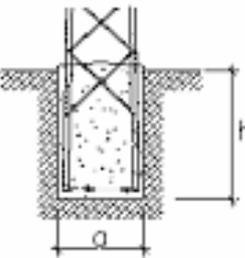
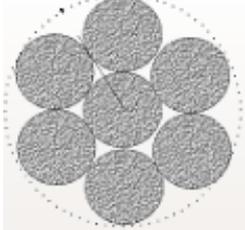
ABB Power Technologies AB.



## APÉNDICE I: Costes de material (IMEDEXSA)

Se considera interesante incluir en un apéndice de este Trabajo Fin de Máster los costes de los útiles para la construcción de líneas de transporte, proporcionados por IMEDEXSA, una empresa fabricante del sector metalmeccánico, dedicada desde su constitución, en 1979, al diseño y fabricación de torres y estructuras metálicas de celosía para tendidos eléctricos, crucetas y herrajes para postes de hormigón, seguidores solares y torres de telecomunicaciones. Esta empresa ofrece de manera gratuita un programa de cálculo de líneas, en el que se pueden encontrar estimaciones de precios a todos sus productos. Para este Trabajo Fin de Máster es de vital importancia el coste que conllevaría cada opción de repotenciación, por lo que consideramos muy interesante incluir un apéndice con estos costes [31].

Tabla 23: Precios obtenidos de la base de datos de IMEDEXSA

Producto	Precio
<p>Acero</p> 	2 €/kg
<p>m<sup>3</sup> del hormigón</p> 	63 €/m <sup>3</sup>
<p>Conductores de fase</p> 	LA – 545: 4,95 €/kg
	LARL-545: 5,3 €/kg
<p>Conductores de protección</p> 	2 – 5 €/kg

<p>Aisladores de Vidrio</p> 	<p>7 – 27 € p.u.</p>	
<p>Aisladores Poliméricos</p> 	<p>22 – 120 p.u.</p>	
<p>Grapas</p> 	<p>4 – 8 p.u.</p>	
<p>Herrajes</p> 	<p>2 -14 p.u.</p>	
<p>Salvapájaros y Aislamiento Avifauna</p> 	<p>Aislamiento de cables en conductores y/o puentes flojos</p>	<p>11 €/m</p>
	<p>Aislamiento de las grapas de amarre o suspensión con forros aislantes</p>	<p>36 €/m</p>
	<p>Dispositivos anticolidión en fase</p>	<p>2 € p.u.</p>
	<p>Dispositivos anticolidión en protección</p>	<p>5 € p.u.</p>

Tabla 24: Precio de mano de obra obtenido de la base de datos de IMEDEXA

<b>Acción</b>	<b>Precio de mano de obra</b>
Montaje, armado e izado de apoyos	0,9 €/kg
Movimiento de tierra, excavación y hormigonado	110 €/m <sup>3</sup>
Avifauna	
Aislamiento de cables en conductores y/o puentes flojos	7,5 €/m
Aislamiento de las grapas de amarre/suspensión con forros aislantes	10 € p.u.
Colocación de dispositivos anticolidión en fase	8 € p.u.
Colocación de dispositivos anticolidión en protección	28 € p.u.

Tabla 25: Otros precios de mano de obra obtenidos de la base de datos de IMEDEXSA

<b>Tendido, tensado y engrapado de un solo conductor</b>	<b>Precio de mano de obra (€/km)</b>
LA-30	320
LA-110	650
LA-280	6.000
LA-455	7.915
LA-545	9.620
LARL-56	385
LARL-125	850
LARL-280	6.000
LARL-455	7.050
LARL-545	9.620
AC-50	3.200
AC-75	4.500
OPGW-48	4.100
OPGW-130	4.100



# APÉNDICE II: Estimación del peso del apoyo y del módulo adicional

## Alternativa 1

A continuación se presentan los cálculos realizados para buscar una aproximación del peso de la estructura. Para hacer una estimación aceptable, se debe estimar el peso del apoyo existente antes de instalar el módulo adicional y después de instalarlo. También se estimará por separado el peso del módulo adicional para calcular la cantidad de acero que se necesita para reforzar el apoyo existente.

Para ello se utiliza la fórmula de Marjerrison (ecuación 4-8), presentada en el capítulo 4.

$$W = C_k \cdot H_e \cdot (FT^{2/3} + FV^{1/2} + FL^{2/3}) \quad (4-8)$$

$C_k$  es una constante empírica que varía con la forma de la torre y la tensión nominal, un valor típico para esta constante es 0,45 y es el que se utilizará.

$H_e$  es la altura equivalente [m]:

Como altura equivalente del apoyo antes de instalar el módulo adicional, se toman 33 metros, que es un valor razonable para los apoyos existentes en el sistema de transporte europeo.

Según el apartado 5.6.1 del RD 223/2008, de 15 de febrero [42], la distancia mínima entre las líneas superior e inferior debe ser, al menos, de 7 metros, por lo que este es el valor que se considerará para calcular el peso del módulo superior.

Por tanto, la altura equivalente que se ha considerado para calcular el peso de la estructura completa (el apoyo existente más el módulo adicional) es la suma de las dos alturas equivalentes: 40 metros.

**FT, FV y FL:** Suma de las fuerzas transversales, verticales o longitudinales de los conductores y cables de guarda. Se muestran las ecuaciones utilizadas y los cálculos realizados.

➤ FL: Por la hipótesis de carga normal, las cargas longitudinales se estiman nulas.

➤  $FT = FT_{COND} + FT_{AISL} + FT_{GUARDA} \quad (A-1)$

$$FT_{COND} = n \cdot \emptyset_{COND} \cdot Q_V \cdot V_V \cdot FS \cdot 10^{-3} \quad (A-2)$$

$$FT_{AISL} = \emptyset_{AISL} \cdot Q_V \cdot L_A \cdot FS \cdot 10^{-3} \quad (A-3)$$

$$FT_{GUARDA} = n \cdot \emptyset_{GUARDA} \cdot Q_V \cdot V_V \cdot FS \cdot 10^{-3} \quad (A-4)$$

Donde n es el número de conductores por fase [n = 5 cuando se estima el peso del módulo superior (800 kV); n=2 cuando se estima el peso del apoyo existente (400 kV); n=1 para calcular FT<sub>GUARDA</sub>];

$\varnothing_{COND}$  es el diámetro del conductor [ $\varnothing_{COND} = 30,42$  mm];

$Q_V$  es la presión máxima de viento. [ $Q_V = 40$  kgf/m<sup>2</sup>];

$V_V$  es el vano de diseño. [ $V_V = 220$  m];

FS es el factor de seguridad [FS = 1,1];

$\varnothing_{GUARDA}$  es el diámetro del conductor [ $\varnothing_{GUARDA} = 17$  mm];

$\varnothing_{AISL}$  es el diámetro de los aisladores [ $\varnothing_{AISL} = 150$  mm]; y

$L_A$  es la longitud de la cadena de aisladores [ $L_A = 2$  m].

Se obtienen los siguientes resultados:

$$FT_{800\text{ kV}} = 1.472,8 + 13,2 = 1.486 \text{ kg/m}$$

$$FT_{GUARDA} = 165 \text{ kg/m}$$

$$FT_{400\text{ kV}} = 589 + 13,2 = 602,2 \text{ kg/m}$$

$$\text{➤ } FV = V_{PESO} \cdot W_C + W_{AISL} + W_{MANT} \quad (A-5)$$

Donde  $V_{PESO}$  es el vano peso de diseño [ $V_{PESO} = 220$  m];

$W_C$  es el peso del conductor [ $W_C = 1,832$  kg/m];

$W_{AISL}$  es el peso de la cadena de aisladores [ $W_{AISL} = 40$  kg]; y

$W_{MANT}$  es el peso de los operarios de mantenimiento [ $W_{MANT} = 400$  kg]

Se obtienen los siguientes resultados:

$$FV_{800\text{ kV}} = 2.015 + 40 + 400 \approx 2.500 \text{ kg/m}$$

$$FV_{GUARDA} = 137 + 400 = 537 \text{ kg/m}$$

$$FV_{400\text{ kV}} = 806 + 40 + 400 \approx 1.250 \text{ kg/m}$$

Como se comentó anteriormente, para calcular el refuerzo necesario en el apoyo existente, ha sido necesario estimar el peso de la estructura existente antes y después de instalar el módulo superior.

$$W_{400\text{ kV}} = 0,45 \cdot 33 \cdot ((6 \cdot 602,2 + 2 \cdot 165)^{2/3} + (6 \cdot 1.250 + 2 \cdot 537)^{1/2} + 0^{2/3}) \approx 5.082 \text{ kg}$$

El peso estimado de toda la estructura (la existente más el módulo superior) es:

$$FT_{TOTAL} = 3 \cdot 1.486 + 2 \cdot 165 + 6 \cdot 602,2 = 8.401 \text{ kg/m}$$

$$FV_{TOTAL} = 3 \cdot 2.500 + 2 \cdot 537 + 6 \cdot 1.250 = 16.074 \text{ kg/m}$$

$$W_{TOTAL} = 0,45 \cdot 40 \cdot (8.401^{2/3} + 16.074^{1/2} + 0^{2/3}) \approx 9.721 \text{ kg}$$

Por otro lado, se estima por separado el peso del módulo superior (figura 42):

$$W_{800 \text{ kV}} = 0,45 \cdot 7 \cdot [(3 \cdot 1.486 + 2 \cdot 165)^{2/3} + (3 \cdot 2.500 + 2 \cdot 537)^{1/2} + 0^{2/3}] = 1.186 \text{ kg}$$

La diferencia de peso después de instalar el módulo y antes de hacerlo corresponde al peso del módulo superior, más el peso del acero necesario para reforzar el apoyo existente.

$$W_{TOTAL} - W_{400 \text{ kV}} - W_{800 \text{ kV}} \approx 3.500 \text{ kg}$$

Realizando las diferencias, se ha llegado a la conclusión de que se necesitan unos 3.500 kg de acero para reforzar el apoyo existente. Hay que tener en cuenta este coste para que el apoyo soporte el peso del módulo superior instalado.

Para calcular el refuerzo necesario de la cimentación:

Volumen de hormigón inicial:

$$P_{INICIAL} = \sqrt{FT_{INICIAL}^2 + FL_{INICIAL}^2} = \sqrt{(6 \cdot 0,602 + 2 \cdot 0,165)^2} = 3,94 \text{ t}$$

$$Ar = 2,5 \cdot P = 9,86 \text{ t.}$$

$$VH1 = 3,4256 - 0,0784 \cdot Ar + 0,00385 \cdot Ar^2 - 0,00001 \cdot Ar^3 = 3,017 \text{ m}^3$$

Con los nuevos conductores, el volumen de hormigón necesario es:

$$P_{INICIAL} = \sqrt{FT_{INICIAL}^2 + FL_{INICIAL}^2} = \sqrt{(6 \cdot 0,602 + 2 \cdot 0,165 + 3 \cdot 1,486)^2} = 8,4 \text{ t}$$

$$Ar = 2,5 \cdot P = 21 \text{ t.}$$

$$VH2 = 3,4256 - 0,0784 \cdot Ar + 0,00385 \cdot Ar^2 - 0,00001 \cdot Ar^3 = 3,38 \text{ m}^3$$

Por tanto, el volumen de hormigón que se necesita añadir es de:  $4 \cdot (VH2 - VH1) = 1,47 \text{ m}^3$ .

## Alternativa 2

De igual manera que en la alternativa 1, se debe estimar el peso del apoyo existente antes de instalar el módulo adicional y después de instalarlo. También se estimará por separado el peso del módulo adicional para calcular la cantidad de acero que se necesita para reforzar el apoyo existente.

Para ello se utiliza la fórmula de Marjerrison (ecuación 4-8), presentada en el capítulo 4.

$$W = C_k \cdot H_e \cdot (FT^{2/3} + FV^{1/2} + FL^{2/3}) \quad (4-8)$$

$C_k$  es una constante empírica que varía con la forma de la torre y la tensión nominal, un valor típico para esta constante es 0,45 y es el que se utilizará.

$H_e$  es la altura equivalente [m]:

Como altura equivalente del apoyo antes de instalar el módulo adicional, se toman 33 metros, que es un valor razonable para los apoyos existentes en el sistema de transporte europeo.

Según el apartado 5.6.1 del RD 223/2008, de 15 de febrero [42], la distancia mínima entre las líneas superior e inferior debe ser, al menos, de 7 metros, por lo que este es el valor que se considerará para calcular el peso del módulo superior.

Por tanto, la altura equivalente que se ha considerado para calcular el peso de la estructura completa (el apoyo existente más el módulo adicional) es la suma de las dos alturas equivalentes: 40 metros.

**FT, FV y FL:** Suma de las fuerzas transversales, verticales o longitudinales de los conductores y cables de guarda. Se muestran las ecuaciones utilizadas y los cálculos realizados.

➤ FL: Por la hipótesis de carga normal, las cargas longitudinales se estiman nulas.

$$\text{➤ } FT = FT_{COND} + FT_{AISL} + FT_{GUARDA} \quad (A-1)$$

$$FT_{COND} = n \cdot \emptyset_{COND} \cdot Q_V \cdot V_V \cdot FS \cdot 10^{-3} \quad (A-2)$$

$$FT_{AISL} = \emptyset_{AISL} \cdot Q_V \cdot L_A \cdot FS \cdot 10^{-3} \quad (A-3)$$

$$FT_{GUARDA} = n \cdot \emptyset_{GUARDA} \cdot Q_V \cdot V_V \cdot FS \cdot 10^{-3} \quad (A-4)$$

Donde n es el número de conductores por fase [n = 5 cuando se estima el peso del módulo superior (800 kV); n=2 cuando se estima el peso del apoyo existente (400 kV); n=1 para calcular  $FT_{GUARDA}$ ];

$\varnothing_{COND}$  es el diámetro del conductor [ $\varnothing_{COND} = 30,42 \text{ mm}$ ];

$Q_V$  es la presión máxima de viento. [ $Q_V = 40 \text{ kgf/m}^2$ ];

$V_V$  es el vano de diseño. [ $V_V = 220 \text{ m}$ ];

FS es el factor de seguridad [FS = 1,1];

$\varnothing_{GUARDA}$  es el diámetro del conductor [ $\varnothing_{GUARDA} = 17 \text{ mm}$ ];

$\varnothing_{AISL}$  es el diámetro de los aisladores [ $\varnothing_{AISL} = 150 \text{ mm}$ ]; y

$L_A$  es la longitud de la cadena de aisladores [ $L_A = 2 \text{ m}$ ].

Se obtienen los siguientes resultados:

$$FT_{800 \text{ kV}} = 1.472,8 + 13,2 = 1.486 \text{ kg/m}$$

$$FT_{GUARDA} = 165 \text{ kg/m}$$

$$FT_{400 \text{ kV}} = 589 + 13,2 = 602,2 \text{ kg/m}$$

$$\text{➤ } FV = V_{PESO} \cdot W_C + W_{AISL} + W_{MANT} \quad (\text{A-5})$$

Donde  $V_{PESO}$  es el vano peso de diseño [ $V_{PESO} = 220 \text{ m}$ ];

$W_C$  es el peso del conductor [ $W_C = 1,832 \text{ kg/m}$ ];

$W_{AISL}$  es el peso de la cadena de aisladores [ $W_{AISL} = 40 \text{ kg}$ ]; y

$W_{MANT}$  es el peso de los operarios de mantenimiento [ $W_{MANT} = 400 \text{ kg}$ ]

Se obtienen los siguientes resultados:

$$FV_{800 \text{ kV}} = 2.015 + 40 + 400 \approx 2.500 \text{ kg/m}$$

$$FV_{GUARDA} = 137 + 400 = 537 \text{ kg/m}$$

$$FV_{400 \text{ kV}} = 806 + 40 + 400 \approx 1.250 \text{ kg/m}$$

Como se comentó anteriormente, para calcular el refuerzo necesario en el apoyo existente, ha sido necesario estimar el peso de la estructura existente antes y después de instalar el módulo superior.

$$W_{400 \text{ kV}} = 0,45 \cdot 33 \cdot ((6 \cdot 602,2 + 2 \cdot 165)^{2/3} + (6 \cdot 1.250 + 2 \cdot 537)^{1/2} + 0^{2/3}) \approx 5.082 \text{ kg}$$

El peso estimado de toda la estructura (la existente más el módulo superior) es:

$$FT_{TOTAL} = 2 \cdot 1.486 + 2 \cdot 165 + 6 \cdot 602,2 = 6.915,2 \text{ kg/m}$$

$$FV_{TOTAL} = 2 \cdot 2.500 + 2 \cdot 537 + 6 \cdot 1.250 = 13.574 \text{ kg/m}$$

$$W_{TOTAL} = 0,45 \cdot 40 \cdot (6.915,2^{2/3} + 13.574^{1/2} + 0^{2/3}) \approx 8.631 \text{ kg}$$

Por otro lado, se estima por separado el peso del módulo superior (figura 42):

$$W_{800 \text{ kV}} = 0,45 \cdot 7 \cdot [(2 \cdot 1.486 + 2 \cdot 165)^{2/3} + (2 \cdot 2.500 + 2 \cdot 537)^{1/2} + 0^{2/3}] = 944 \text{ kg}$$

La diferencia de peso después de instalar el módulo y antes de hacerlo corresponde al peso del módulo superior, más el peso del acero necesario para reforzar el apoyo existente.

$$W_{TOTAL} - W_{400 \text{ kV}} - W_{800 \text{ kV}} \approx 2.605 \text{ kg}$$

Realizando las diferencias, se ha llegado a la conclusión de que se necesitan unos 2.605 kg de acero para reforzar el apoyo existente. Hay que tener en cuenta este coste para que el apoyo soporte el peso del módulo superior instalado.

Para calcular el refuerzo necesario de la cimentación:

Volumen de hormigón inicial:

$$P_{INICIAL} = \sqrt{FT_{INICIAL}^2 + FL_{INICIAL}^2} = \sqrt{(6 \cdot 0,602 + 2 \cdot 0,165)^2} = 3,94 \text{ t}$$

$$Ar = 2,5 \cdot P = 9,86 \text{ t.}$$

$$VH1 = 3,4256 - 0,0784 \cdot Ar + 0,00385 \cdot Ar^2 - 0,00001 \cdot Ar^3 = 3,017 \text{ m}^3$$

Con los nuevos conductores, el volumen de hormigón necesario es:

$$P_{INICIAL} = \sqrt{FT_{INICIAL}^2 + FL_{INICIAL}^2} = \sqrt{(6 \cdot 0,602 + 2 \cdot 0,165 + 2 \cdot 1,486)^2} = 6,91 \text{ t}$$

$$Ar = 2,5 \cdot P = 17,29 \text{ t.}$$

$$VH2 = 3,4256 - 0,0784 \cdot Ar + 0,00385 \cdot Ar^2 - 0,00001 \cdot Ar^3 = 3,17 \text{ m}^3$$

Por lo que, el volumen de hormigón que se necesita añadir es de:  $4 \cdot (VH2 - VH1) = 0,61 \text{ m}^3$ .

## Alternativa 3

En esta alternativa, aumenta el número de conductores. El circuito de HVAC pasa a tener de seis a doce conductores. Por tanto, es necesario calcular el acero que será necesario para soportar este peso. También hay que hacer el cálculo para ver el refuerzo de las cimentaciones necesario.

Se estima el peso del apoyo existente antes de instalar los nuevos conductores y después hacerlo.

Para ello se utiliza la fórmula de Marjerrison (ecuación 4-8), presentada en el capítulo 4.

$$W = C_k \cdot He \cdot (FT^{2/3} + FV^{1/2} + FL^{2/3}) \quad (4-8)$$

$C_k$  es una constante empírica que varía con la forma de la torre y la tensión nominal, un valor típico para esta constante es 0,45 y es el que se utilizará.

$He$  es la altura equivalente [m]:

Como altura equivalente del apoyo antes de instalar el módulo adicional, se toman 33 metros, que es un valor razonable para los apoyos existentes en el sistema de transporte europeo.

**FT, FV y FL:** Suma de las fuerzas transversales, verticales o longitudinales de los conductores y cables de guarda. Se muestran las ecuaciones utilizadas y los cálculos realizados.

➤ FL: Por la hipótesis de carga normal, las cargas longitudinales se estiman nulas.

➤  $FT = FT_{COND} + FT_{AISL} + FT_{GUARDA} \quad (A-1)$

$$FT_{COND} = n \cdot \varnothing_{COND} \cdot Q_V \cdot V_V \cdot FS \cdot 10^{-3} \quad (A-2)$$

$$FT_{AISL} = \varnothing_{AISL} \cdot Q_V \cdot L_A \cdot FS \cdot 10^{-3} \quad (A-3)$$

$$FT_{GUARDA} = n \cdot \varnothing_{GUARDA} \cdot Q_V \cdot V_V \cdot FS \cdot 10^{-3} \quad (A-4)$$

Donde  $n$  es el número de conductores por fase [ $n=2$  para la configuración original;  $n=4$  para la alternativa propuesta;  $n=1$  para calcular  $FT_{GUARDA}$ ].

$\varnothing_{COND}$  es el diámetro del conductor [ $\varnothing_{COND} = 30,42$  mm];

$Q_V$  es la presión máxima de viento. [ $Q_V = 40$  kgf/m<sup>2</sup>];

$V_V$  es el vano de diseño. [ $V_V = 220$  m];

$FS$  es el factor de seguridad [ $FS = 1,1$ ];

$\varnothing_{GUARDA}$  es el diámetro del conductor [ $\varnothing_{GUARDA} = 17$  mm];

$\varnothing_{AISL}$  es el diámetro de los aisladores [ $\varnothing_{AISL} = 150$  mm]; y

$L_A$  es la longitud de la cadena de aisladores [ $L_A = 2$  m].

Se obtienen los siguientes resultados:

$$FT_{\text{GUARDA}} = 165 \text{ kg/m}$$

$$FT_{\text{ORIGINAL}} = 589 + 13,2 = 602,2 \text{ kg/m}$$

$$FT_{\text{ALT3}} = 1.177,8 + 13,2 = 1.191 \text{ kg/m}$$

$$\text{➤ } FV = V_{\text{PESO}} \cdot W_C + W_{\text{AISL}} + W_{\text{MANT}} \quad (\text{A-5})$$

Donde  $V_{\text{PESO}}$  es el vano peso de diseño [ $V_{\text{PESO}} = 220 \text{ m}$ ];

$W_C$  es el peso del conductor [ $W_C = 1,832 \text{ kg/m}$ ];

$W_{\text{AISL}}$  es el peso de la cadena de aisladores [ $W_{\text{AISL}} = 40 \text{ kg}$ ]; y

$W_{\text{MANT}}$  es el peso de los operarios de mantenimiento [ $W_{\text{MANT}} = 400 \text{ kg}$ ]

Se obtienen los siguientes resultados:

$$FV_{\text{GUARDA}} = 137 + 400 = 537 \text{ kg/m}$$

$$FV_{\text{ORIGINAL}} = 806 + 40 + 400 \approx 1.250 \text{ kg/m}$$

$$FV_{\text{ALT3}} = 1.616 + 40 + 400 \approx 2.052 \text{ kg/m}$$

Como se comentó anteriormente, para calcular el refuerzo necesario en el apoyo existente, ha sido necesario estimar el peso de la estructura existente antes y después de instalar los nuevos conductores.

$$W_{\text{INICIAL}} = 0,45 \cdot 33 \cdot ((6 \cdot 602,2 + 2 \cdot 165)^{2/3} + (6 \cdot 1.250 + 2 \cdot 537)^{1/2} + 0^{2/3}) \approx 5.082 \text{ kg}$$

El peso estimado de la estructura tras añadir los nuevos conductores:

$$FT_{\text{FINAL}} = 3 \cdot FT_{\text{ALT3}} + 2 \cdot FT_{\text{GUARDA}} + 3 \cdot FT_{\text{ORIGINAL}} = 5.710 \text{ kg/m}$$

$$FV_{\text{FINAL}} = 3 \cdot FV_{\text{ALT3}} + 2 \cdot FV_{\text{GUARDA}} + 3 \cdot FV_{\text{ORIGINAL}} = 10.980 \text{ kg/m}$$

$$W_{\text{ALT3}} = 0,45 \cdot 33 \cdot (5.710^{2/3} + 10.980^{1/2} + 0^{2/3}) \approx 6.300 \text{ kg}$$

La diferencia de peso corresponde al refuerzo de acero que hay que incluir en el apoyo.

$$W_{\text{ALT3}} - W_{\text{INICIAL}} \approx 1.220 \text{ kg}$$

Para calcular el refuerzo necesario de la cimentación:

Volumen de hormigón inicial:

$$P_{INICIAL} = \sqrt{FT_{INICIAL}^2 + FL_{INICIAL}^2} = \sqrt{(6 \cdot 602,2 + 2 \cdot 165)^2} = 3,94 \text{ t}$$

$$Ar = 2,5 \cdot P = 9,86 \text{ t.}$$

$$VH1 = 3,4256 - 0,0784 \cdot Ar + 0,00385 \cdot Ar^2 - 0,00001 \cdot Ar^3 = 3,017 \text{ m}^3$$

Con los nuevos conductores, el volumen de hormigón necesario es:

$$P_{INICIAL} = \sqrt{FT_{INICIAL}^2 + FL_{INICIAL}^2} = \sqrt{(3 \cdot 0,602 + 2 \cdot 0,165 + 3 \cdot 1,191)^2} = 5,71 \text{ t}$$

$$Ar = 2,5 \cdot P = 14,28 \text{ t.}$$

$$VH2 = 3,4256 - 0,0784 \cdot Ar + 0,00385 \cdot Ar^2 - 0,00001 \cdot Ar^3 = 3,062 \text{ m}^3$$

Por tanto, el volumen de hormigón que se necesita añadir es de:  $4 \cdot (VH2 - VH1) = 0,2 \text{ m}^3$ .