



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

COMPARATIVA DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS L/66  
kV ST BÚCOR – ST PROMOTORES CAPARACENA  
Y LA L/400 kV ST BÚCOR – ST PROMOTORES  
CAPARACENA

Autora: Laura Blas Álvarez

Directora: M<sup>a</sup> Inmaculada Blázquez García

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
COMPARATIVA DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS L/66 kV ST BÚCOR – ST  
PROMOTORES CAPARACENA Y LA L/400 kV ST BÚCOR – ST PROMOTORES  
CAPARACENA

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2020/21 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Laura Blas Álvarez      Fecha: 14/06/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

BLAZQUEZ GARCIA  
MARIA  
INMACULADA -  
46885278P

Firmado digitalmente por  
BLAZQUEZ GARCIA MARIA  
INMACULADA - 46885278P  
Fecha: 2021.06.14 11:50:43  
+02'00'

Fdo.: M<sup>a</sup> Inmaculada Blázquez García      Fecha: ...../ ...../ .....



## **AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO**

### ***1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.***

La autora **Dña. Laura Blas Álvarez**

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: “Comparativa de las líneas eléctricas L/66 kV ST Búcor – ST Promotores Caparacena y la L/400 kV ST Búcor – ST Promotores Caparacena”, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

### ***2º. Objeto y fines de la cesión.***

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

### ***3º. Condiciones de la cesión y acceso***

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

### ***4º. Derechos del autor.***

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

### ***5º. Deberes del autor.***

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

**6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.**

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 14 de Junio de 2021

**ACEPTA**

Fdo:



Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

COMPARATIVA DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS L/66  
kV ST BÚCOR – ST PROMOTORES CAPARACENA  
Y LA L/400 kV ST BÚCOR – ST PROMOTORES  
CAPARACENA

Autora: Laura Blas Álvarez

Directora: M<sup>a</sup> Inmaculada Blázquez García

Madrid

# Agradecimientos

A mis padres, por la oportunidad de darme esta educación y todo su apoyo. A mi directora, M<sup>a</sup> Inmaculada García y a mis compañeros en OSPREL. A Fernando Guisasola, por las interminables dudas.

Gracias a todos.





# **COMPARATIVA DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS L/66 KV ST BÚCOR – ST PROMOTORES CAPARACENA Y LA L/400 KV ST BÚCOR – ST PROMOTORES CAPARACENA**

**Autor: Blas Álvarez, Laura.**

Director: Blázquez García, M<sup>a</sup> Inmaculada.

Entidad Colaboradora: OSPREL S.L.

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

### **1. Introducción**

La elección de la tensión de una línea está caracterizada por multitud de parámetros, siendo una de las características principales y con mayor relevancia de las líneas de transporte y distribución. En este documento se plasma la importancia de la variación del nivel de tensión en una línea eléctrica. Para ello se realizó un estudio con el objeto de comparar dos líneas con mismo tratado y características, pero distinto nivel de tensión.

### **2. Definición del proyecto**

Este proyecto tiene como principal objetivo estudiar la influencia que tiene el nivel de tensión en los diferentes parámetros eléctricos de una línea eléctrica, así como en el cálculo de los apoyos y demás elementos constructivos, el cálculo de los campos electromagnéticos y su afección al desarrollo constructivo y de seguridad.

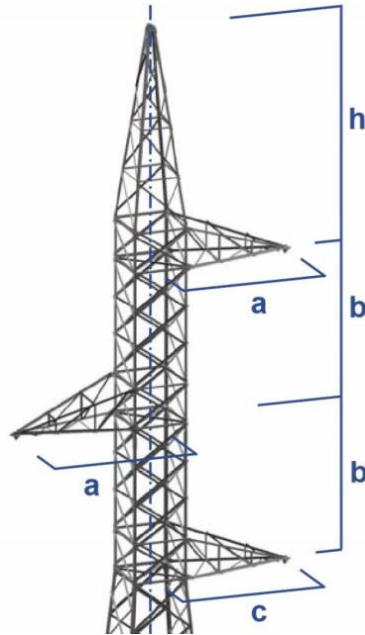
### **3. Descripción de la metodología del proyecto**

En este apartado se procede a describir el proceso seguido durante la elaboración de dicho proyecto.

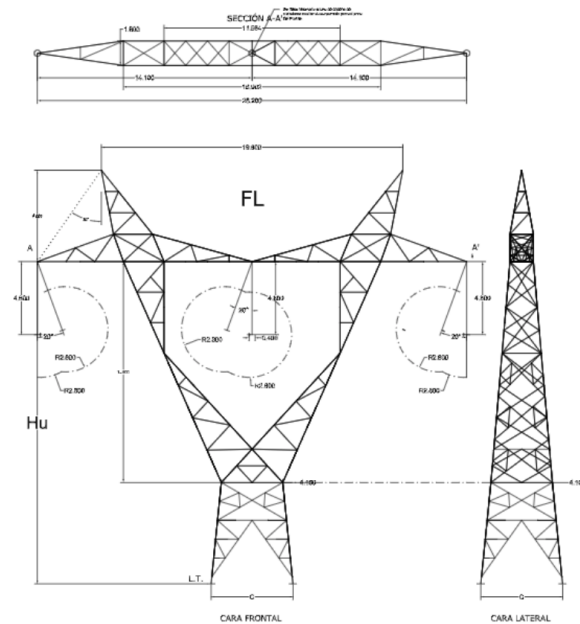
En primer lugar, se definen los ámbitos en los que se estudiará la influencia del nivel de tensión. Se ha definido que dichos apartados en los que el nivel de tensión toma mayor relevancia son los cálculos eléctricos y mecánicos de la línea, la influencia de los campos electromagnéticos y el presupuesto de construcción.

Para iniciar los cálculos eléctricos, es primordial la elección del tipo de conductor. Para la toma de esta decisión se concreta el criterio a seguir, en este caso, para la línea de menor tensión se pretende escoger el conductor más barato sin sobrecargar la línea; mientras que para la línea de mayor tensión se evitará a toda costa la aparición del efecto corona, primando abaratar los costes de material. A partir de las características del conductor se obtienen los principales parámetros eléctricos de la línea y, mediante el modelo en  $\pi$ , se obtiene y comprueba tanto la caída de tensión como las pérdidas de potencia activa.

En segundo lugar, se comparan los parámetros mecánicos de ambas líneas, donde se resaltarán el tamaño de los apoyos, el volumen de excavación y el tipo de apoyos utilizado.



*Ilustración 1: Ejemplo apoyo en tresbolillo para la línea de 66 kV [1].*



*Ilustración 2: Ejemplo apoyo en capa para la línea de 400 kV [2].*

En tercer lugar, se evalúan los campos eléctricos y magnéticos de ambas líneas y se comprobará que su existencia no compromete la salud y seguridad de las personas físicas. Dichos campos electromagnéticos se obtienen mediante la suma vectorial de los campos existentes en cada punto alrededor del eje de la línea, obteniéndose las siguientes gráficas:

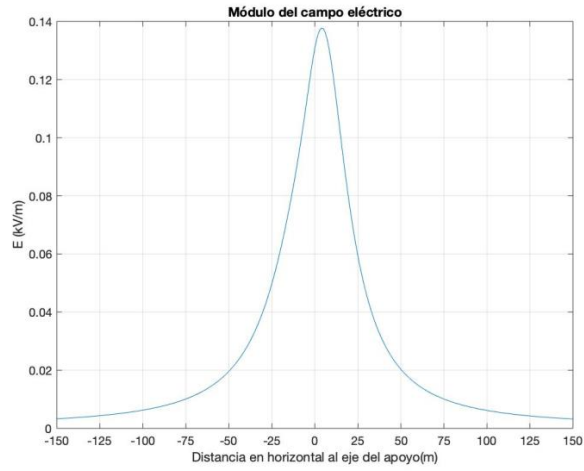


Ilustración 3: Distribución del campo eléctrico para la línea de 66 kV.

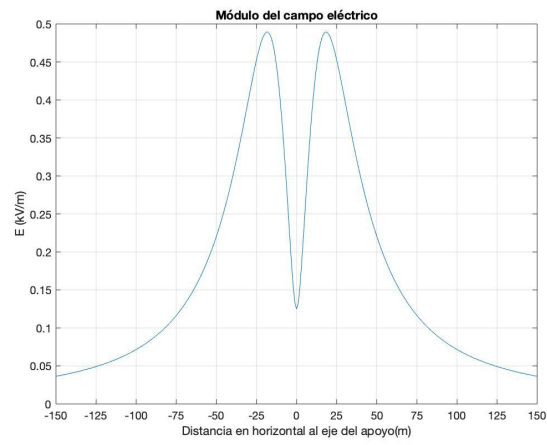


Ilustración 4: Distribución del campo eléctrico para la línea de 400 kV.

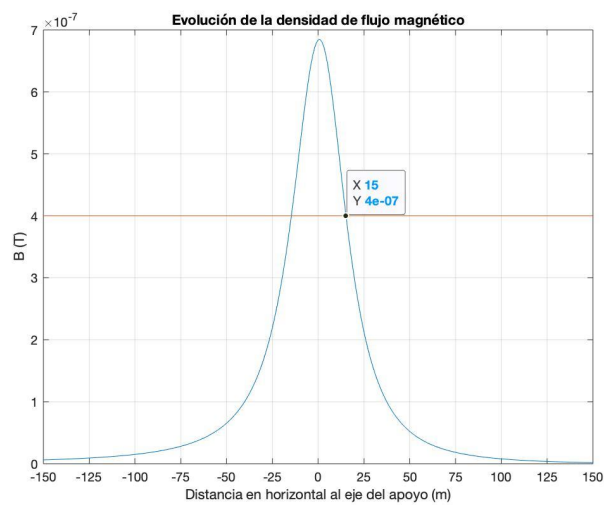
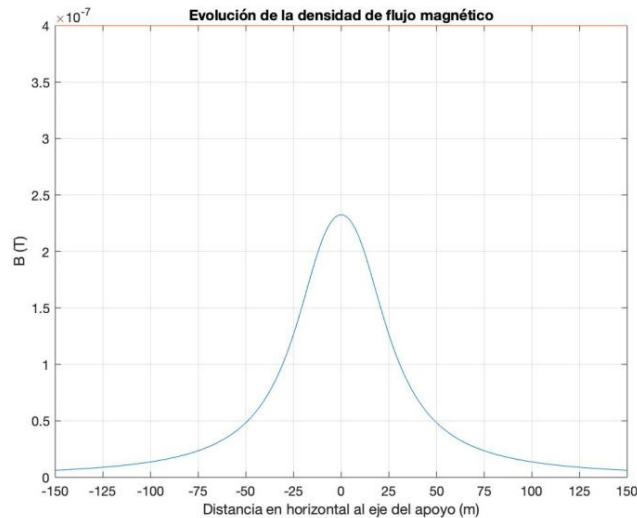


Ilustración 5: Distribución del campo magnético para la línea de 66 kV.



*Ilustración 6: Distribución del campo magnético para la línea de 400 kV.*

#### 4. Resultados

A continuación, se enumeran los resultados observados:

- La línea de 400 kV tiene una menor caída de tensión y menores pérdidas, ya que transporta menos intensidad.
- Los apoyos requeridos para la construcción de la línea de 400 kV son mucho mayores, dadas las altas sollicitaciones de las estructuras; mientras que las dimensiones de los apoyos de la línea de 66 kV son muy inferiores.
- El campo eléctrico producido por la línea de 66 kV no compromete la seguridad de las personas, mientras que el campo magnético de esta línea toma mayor relevancia ya que es mucho más influyente y no permite la construcción de ninguna estructura a menos de 15 metros de separación del eje de la línea. Por el contrario, la línea de mayor tensión produce un campo eléctrico superior, mientras que el campo magnético no presenta restricciones de construcción a ninguna distancia de la línea de 400 kV.
- El presupuesto estimado es menor para la línea de 66 kV que para la de 400 kV, ya que el coste de los materiales, la construcción y la obra civil son inferiores, dadas las especificaciones de los apoyos, que son de menor tamaño y más fácilmente manipulables, y los materiales utilizados, que no requieren de unas especificaciones tan elevadas como en la línea de 400 kV.

Las tablas que se muestran a continuación, aparecen en el apartado Parte I8.1.4 y en el apartado Parte I8.2.4 y representan el presupuesto general para ambas líneas.

Para la línea de 66 kV se obtiene la siguiente tabla:

Materiales	163.126,20 €
Montaje	154.992,90 €
Obra civil	64.507,09 €
<b>Presupuesto general</b>	<b>382.626,20 €</b>

Y, para la línea de 400 kV se obtiene la siguiente tabla:

Materiales	252.681,92 €
Montaje	197.890,88 €
Obra civil	75.278,41 €
<b>Presupuesto general</b>	<b>525.851,22 €</b>

## 5. Conclusiones

Mediante este Proyecto se considera justificada la necesidad de comprender los fenómenos que dependen de los diferentes niveles de tensión en las líneas eléctricas, así como su correcta elección a la hora de expandir la electrificación y mejorar la red eléctrica.

## 6. Referencias

- [1] IMEDEXA, “Catálogo general de apoyos y cimentaciones 2012”.
- [2] “400 kV Geometrías Básicas Líneas SC Capa”.

# COMPARATIVA DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS L/400 KV ST BÚCOR – ST PROMOTORES CAPARACENA Y LA L/66 KV ST BÚCOR – ST PROMOTORES CAPARACENA

**Autor: Blas Álvarez, Laura.**

Director: Blázquez García, M<sup>a</sup> Inmaculada.

Entidad Colaboradora: Osprel S.L

## ABSTRACT

### 1. Introduction

The choice of the voltage of an electric line is characterized by a multitude of parameters, being one of the main and most relevant characteristics of transmission and distribution lines. This document shows the importance of the variation of the voltage level in a power line. For this purpose, a study was carried out in order to compare two lines with the same location and characteristics, but different voltage levels.

### 2. Project definition

The main objective of this project is to study the influence that the voltage level has on the different electrical parameters of a power line, as well as on the calculation of the lattice towers and other construction elements, the calculation of electromagnetic fields and their effect on the construction and safety development.

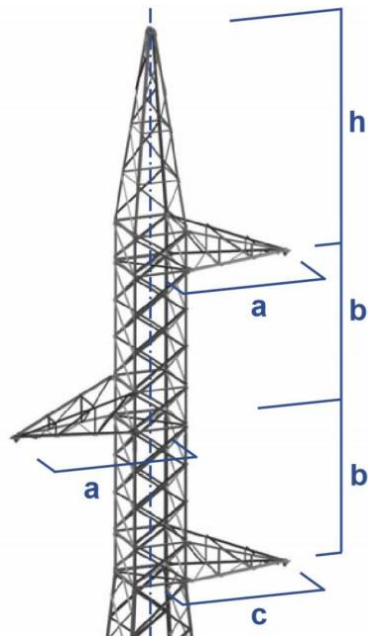
### 3. Project methodology

This section describes the process followed during the development of the project.

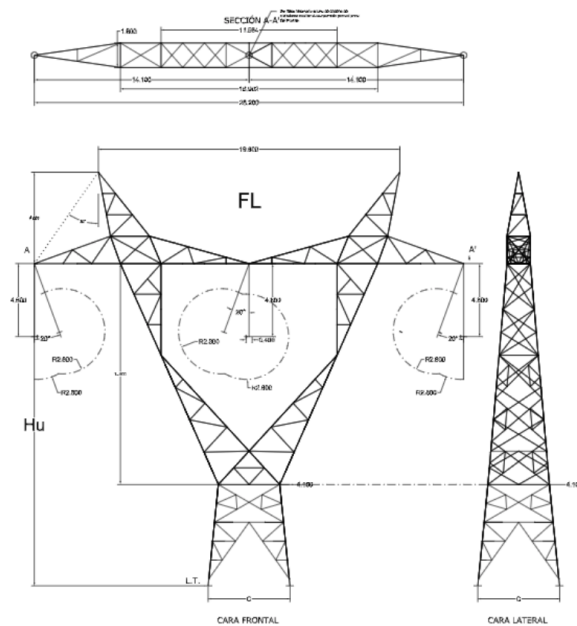
First of all, the areas in which the influence of the voltage level will be studied are defined. The sections in which the voltage level is most relevant are the electrical and mechanical calculations of the line, the influence of electromagnetic fields and the construction budget.

To start the electrical calculations, the choice of the type of conductor is essential. In this case, for the lower voltage line, it is intended to choose the cheapest conductor without overloading the line; while for the higher voltage line, the corona effect will be avoided in all cases, giving priority to lower material costs. From the characteristics of the conductor, the main electrical parameters of the line are obtained and, by means of the  $\pi$  model, both the voltage drop and the active power losses are obtained and checked.

Secondly, the mechanical parameters of both lines are compared, where the size of the lattice towers, its type and the excavation volume will be highlighted.



*Ilustración 7: Example of lattice tower in triangular configuration for 66 kV line [1].*



*Ilustración 8: Example of lattice tower in horizontal configuration for 400 kV [2].*

Thirdly, the electric and magnetic fields of both lines are evaluated and it will be verified that their existence does not compromise the health and safety of individuals. These electromagnetic fields are obtained by means of the vectorial sum of the existing fields at each point around the line axis, obtaining the following graphs:

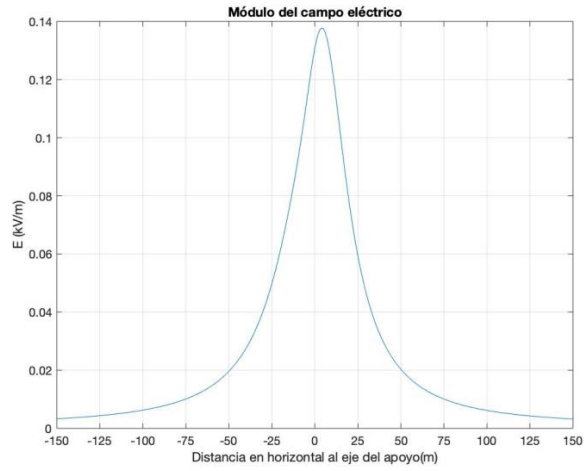


Ilustración 9: Electric field distribution for the 66 kV line.

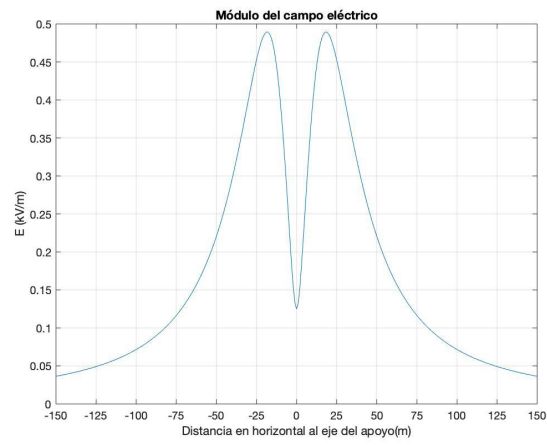


Ilustración 10: Electric field distribution for the 400 kV line.

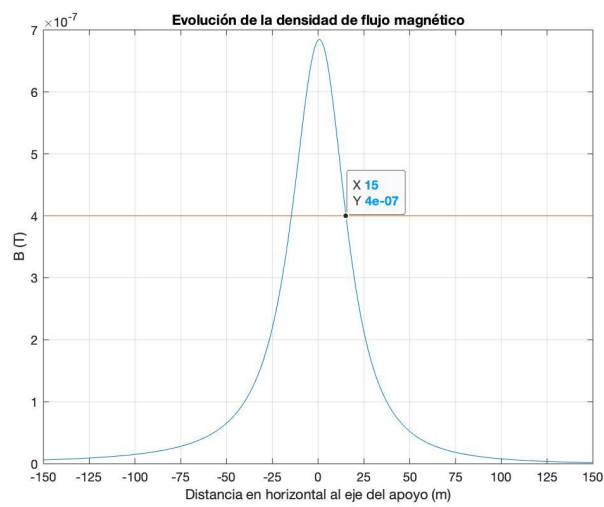


Ilustración 11: Magnetic field distribution for the 66 kV line.



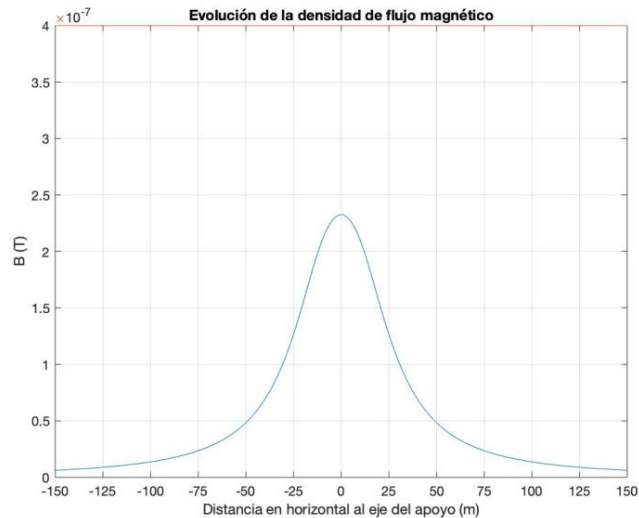


Ilustración 12: Magnetic field distribution for the 400 kV line.

#### 4. Results

The results observed are listed below:

- The 400 kV line has a lower voltage drop and lower losses, since it carries less current.
- The supports required for the construction of the 400 kV line are much larger, given the high stresses of the structures, while the dimensions of the supports of the 66 kV line are much smaller.
- The electric field produced by the 66 kV line does not compromise the safety of people, while the magnetic field of this line is more relevant since it is much more influential and does not allow the construction of any structure less than 15 meters away from the line axis. In contrast, the higher voltage line produces a higher electric field, while the magnetic field has no construction restrictions at any distance from the 400 kV line.
- The estimated budget is lower for the 66 kV line than for the 400 kV line, since the cost of materials, construction and civil works are lower, given the specifications of the supports, which are smaller and more easily manipulated, and the materials used, which do not require such high specifications as in the 400 kV line.

The tables below are shown in Parte I8.1.4 and Parte I8.2.4 and represent the overall Budget for both electric lines.

The following table is obtained for the 66 kV line:

Materials	163.126,20 €
Assembly	154.992,90 €
Civil work	64.507,09 €

<b>General budget</b>	<b>382.626,20 €</b>
-----------------------	---------------------

And, for the 400 kV line, the following table is obtained:

Materials	252.681,92 €
Assembly	197.890,88 €
Civil work	75.278,41 €
<b>General budget</b>	<b>525.851,22 €</b>

## 5. Conclusions

Through this project, the need to understand the phenomena that depend on the different voltage levels in power lines, as well as their correct choice when expanding electrification and improving the power grid, is considered justified.

## 6. References

- [1] IMEDEXA, “Catálogo general de apoyos y cimentaciones 2012”.
- [2] “400 kV Geometrías Básicas Líneas SC Capa”.

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Introducción</b> .....	<b>8</b>
1.1 Motivación del proyecto.....	8
<b>Capítulo 2. Estado de la Cuestión</b> .....	<b>11</b>
2.1 Líneas aéreas .....	11
2.2 Líneas subterráneas .....	12
<b>Capítulo 3. Definición del Trabajo</b> .....	<b>14</b>
3.1 Justificación.....	14
3.2 Objetivos .....	14
<b>Capítulo 4. Diseño eléctrico de la línea de 66 kV</b> .....	<b>16</b>
4.1 Elección del tipo de línea .....	16
4.2 Características de la línea .....	18
4.2.1 Características generales .....	18
4.2.2 Características del conductor fase.....	18
4.2.3 Cable de fibra óptica.....	19
4.3 Cálculos eléctricos.....	19
4.3.1 Matrices de Distancias .....	19
4.3.2 Resistencia real del conductor .....	21
4.3.3 Cálculo de la matriz de impedancias .....	24
4.3.4 Reducción de los conductores pasivos de la matriz de impedancias .....	25
4.3.5 Reducción a los conductores equivalentes del sistema .....	26
4.3.6 Reducción al monofásico equivalente del sistema.....	27
4.3.7 Cálculo de la matriz de admitancias paralelo.....	28
4.3.8 Modelo de parámetros distribuidos.....	30
4.4 Funcionamiento de la línea.....	31
4.4.1 Caída de tensión.....	31
4.4.2 Pérdidas de potencia activa .....	32
4.5 Puesta a tierra .....	33
4.6 Aislamiento .....	33
<b>Capítulo 5. Diseño eléctrico de la línea de 400 kV</b> .....	<b>35</b>

5.1 Elección del tipo de línea .....	35
5.2 Características de la línea .....	35
5.2.1 Características generales .....	35
5.2.2 Características del conductor fase .....	36
5.2.3 Cable de tierra convencional .....	37
5.2.4 Cable de fibra óptica .....	37
5.3 Cálculos eléctricos .....	37
5.3.1 Resistencia real del conductor .....	38
5.3.2 Impedancia serie del monofásico equivalente .....	38
5.3.3 Admitancia paralelo del monofásico equivalente .....	38
5.3.4 Modelo de parámetros distribuidos .....	39
5.4 Funcionamiento de la línea .....	39
5.4.1 Caída de tensión .....	39
5.4.2 Pérdidas de potencia activa .....	40
5.5 Puesta a tierra .....	41
5.6 Aislamiento .....	42
<b>Capítulo 6. Cálculos mecánicos .....</b>	<b>43</b>
6.1 Cálculos mecánicos de la línea de 66 kV .....	43
6.1.1 Trazado de la línea .....	43
6.1.2 Cimentaciones .....	43
6.2 Cálculos mecánicos de la línea de 400 kV .....	44
6.2.1 Trazado de la línea .....	44
6.2.2 Cimentaciones .....	44
<b>Capítulo 7. Estudio de Campos Electromagnéticos .....</b>	<b>46</b>
7.1 Estudio de campos electromagnéticos de la línea de 66 kV .....	46
7.1.1 Cálculo del campo eléctrico .....	46
7.1.2 Campo eléctrico fuera de los conductores .....	47
7.1.3 Efecto corona .....	48
7.1.4 Campo magnético .....	50
7.2 Estudio de campos electromagnéticos de la línea de 400 kV .....	51
7.2.1 Cálculo del campo eléctrico .....	51
7.2.2 Campo eléctrico fuera de los conductores .....	51

7.2.3 Efecto corona.....	52
7.2.4 Campo magnético.....	53
<b>Capítulo 8. Presupuesto.....</b>	<b>55</b>
8.1 Presupuesto de la línea de 66 kV.....	55
8.1.1 Materiales de la línea aérea.....	55
8.1.2 Montaje.....	56
8.1.3 Obra civil.....	57
8.1.4 Presupuesto general de la línea de 66 kV.....	57
8.2 Presupuesto de la línea de 400 kV.....	57
8.2.1 Materiales de la línea aérea.....	57
8.2.2 Montaje.....	58
8.2.3 Obra civil.....	59
8.2.4 Presupuesto general de la líneas de 400 kV.....	60
<b>Capítulo 9. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE.....</b>	<b>61</b>
9.1 Introducción a los ODS.....	61
9.2 ODS 7: Energía asequible y no contaminante.....	61
9.3 ODS 8 y ODS 9.....	62
9.3.1 ODS 8.....	62
9.3.2 ODS 9.....	62
9.4 ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles.....	62
<b>Capítulo 10. Análisis de resultados y Conclusiones.....</b>	<b>63</b>
10.1 Comparativa de cálculos eléctricos.....	63
10.2 Comparativa de cálculos mecánicos.....	66
10.3 Comparativa de campos electromagnéticos.....	67
10.3.1 Comparativa de campo eléctrico.....	67
10.3.2 Comparativa de campo magnético.....	71
10.4 Comparativa de presupuestos.....	73
10.5 Conclusión.....	74
<b>Capítulo 11. Bibliografía.....</b>	<b>75</b>

## *Índice de figuras*

Figura 1: Evolución de la potencia instalada de solar fotovoltaica en MW desde 2010 hasta 2019 (fuente: REE[5]).	9
Figura 2: Tipos de torres utilizadas en líneas aéreas según la tensión de la red (fuente: SectorElectricidad [7]).	12
Figura 3: Situación geográfica de las subestaciones Búcor y Promotores Caparacena y mínima distancia entre ellas (elaboración propia a partir de datos del proyecto).	17
Figura 4: Armado del Apoyo tipo CÓNDOR en simple circuito del catálogo de IMEDEXA S.A[1].	20
Figura 5: Matriz de distancias, Dis, en metros.	20
Figura 6: Matriz de distancias a las imágenes, DImag, en metros.	21
Figura 8: Matriz M que define el número de conductores por fase de la línea eléctrica.	27
Figura 9: Forma equilibrada de la matriz de impedancias [9].	27
Figura 10: Matriz de potenciales de maxwell de la línea de 66 kV expresada en km/ $\mu$ F.	29
Figura 11: Gráfico de la variación de la caída de tensión en función del factor de potencia.	32
Figura 12: Gráfico de la variación de las pérdidas de potencia en función del factor de potencia.	33
Figura 13: Gráfico de la variación de la caída de tensión en función del factor de potencia.	40
Figura 14: Gráfico de la variación de las pérdidas de potencia en función del factor de potencia.	41
Figura 15: Matriz de potenciales de Maxwell de la línea de 66 kV, expresada en km/ $\mu$ F.	46
Figura 16: Evolución del campo eléctrico en función de la distancia horizontal a la línea eléctrica de 66 kV.	47
Figura 17: Intensidad del campo magnético en función de la distancia al eje de la línea de 66 kV.	50

---

Figura 18: Matriz de potenciales de Maxwell de la línea de 400 kV, expresada en km/ $\mu$ F.	51
Figura 19: Evolución del campo eléctrico en función de la distancia horizontal a la línea eléctrica de 400 kV.	52
Figura 20: Intensidad del campo magnético en función de la distancia al eje de la línea de 400 kV.	54
Figura 21: Gráfica del balance de potencia reactiva en función del factor de potencia para la línea de 66 kV.	65
Figura 22: Gráfica del balance de potencia reactiva en función del factor de potencia para la línea de 400 kV.	65
Figura 23: Distribución del campo eléctrico en los alrededores del eje de la línea de 66 kV.	68
Figura 24: Distribución del campo eléctrico en los alrededores del eje de la línea de 400 kV.	69
Figura 25: Distribución del campo magnético en los alrededores del eje de la línea de 66 kV.	71
Figura 26: Distribución del campo magnético en los alrededores del eje de la línea de 400 kV.	72

## *Índice de tablas*

Tabla 1: Resumen de las magnitudes de parámetros distribuidos de la línea.....	30
Tabla 2: Valores de tensión y corriente al inicio y al final de la línea de 66 kV para los valores de factor de potencia correspondientes.....	31
Tabla 3: Resumen de la caída de tensión respecto al factor de potencia.....	32
Tabla 4: Resumen de las pérdidas de potencia activa en función del factor de potencia. ....	32
Tabla 5: Características del cable de puesta a tierra.....	33
Tabla 6: Extracto de la tabla 12 de la sección 4.4 de la ITC 07.....	34
Tabla 7: Características de los aisladores de la línea de 66 kV.....	34
Tabla 8: Características y parámetros distribuidos de la línea de 400 kV.....	39
Tabla 9: Resumen de las magnitudes en el inicio y final de la línea en función del factor de potencia.....	39
Tabla 10: Resumen de la caída de tensión en función del factor de potencia. ....	40
Tabla 11: Resumen de las pérdidas de potencia en función del factor de potencia. ....	40
Tabla 12: Resumen de las características del cable de tierra convencional utilizado para la línea de 400 kV.....	41
Tabla 13: Resumen de las características del cable de fibra óptica utilizado para la línea de 400 kV. ....	42
Tabla 14: Extracto de la tabla 12 de la sección 4.4 de la ITC 07.....	42
Tabla 15: Características de los aisladores de la línea de 400 kV.....	42
Tabla 16: Resumen de los apoyos de la línea de 66 kV y su localización geográfica. ....	43
Tabla 17: Resumen de las características dimensionales de las cimentaciones de la línea de 66 kV. ....	44
Tabla 18: Resumen de los apoyos de la línea de 400 kV y su localización geográfica. ....	44
Tabla 19: Resumen de las características dimensionales de las cimentaciones de la línea de 400 kV .....	45



---

Tabla 20: Resumen de los gradientes de potencial críticos para las diferentes condiciones atmosféricas.....	50
Tabla 21: Resumen de los gradientes de potencial críticos para las diferentes condiciones atmosféricas.....	53
Tabla 22: Presupuesto parcial de los materiales de la línea de 66 kV.....	55
Tabla 23: Presupuesto parcial del montaje de la línea de 66 kV.....	56
Tabla 24: Presupuesto parcial de la obra civil de 66 kV.....	57
Tabla 25: Presupuesto general de la línea de 66 kV.....	57
Tabla 26: Presupuesto parcial de los materiales de la línea de 400 kV.....	58
Tabla 27: Presupuesto parcial del montaje de la línea de 400 kV.....	59
Tabla 28: Presupuesto parcial de la obra civil de la línea de 400 kV.....	59
Tabla 29: Presupuesto general de la línea de 400 kV.....	60
Tabla 30: Resumen de los parámetros más relevantes de las líneas.....	63
Tabla 31: Medidas de los apoyos de mayor tamaño.....	66
Tabla 32: Peso por metro de los conductores utilizados en cada línea.....	67
Tabla 33: Comparativa de los máximos valores obtenidos para el campo eléctrico.....	70
Tabla 34: Comparativa de los máximos valores obtenidos para el campo magnético.....	72
Tabla 35: Presupuesto general de la línea de 66 kV.....	73
Tabla 36: Presupuesto general de la línea de 400 kV.....	73
Tabla 37: Volumen de excavación y hormigonado por kilómetro de línea.....	74
Tabla 38: Presupuesto general de ambas líneas tras añadir el precio del transformador. ...	74

## **Capítulo 1. INTRODUCCIÓN**

En este capítulo se hace una introducción de este proyecto despertando el interés del lector por el proyecto y describiendo la motivación del proyecto.

### ***1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO***

La electrificación es el proceso por el cual se transforman o adaptan instalaciones con el objetivo de que puedan funcionar mediante energía eléctrica [3]. Se pretende con ello aumentar la eficiencia energética, reducir la contaminación y optimizar las instalaciones.

La electrificación es el principal objetivo a nivel mundial actualmente, ya que conlleva la modernización de los centros urbanos, facilita el acceso a la energía a la población y mejora la calidad de vida de los habitantes. Para España, en concreto, este proceso de avance energético conlleva una mayor necesidad si cabe, ya que el país posee muchos recursos naturales gracias a la situación geográfica privilegiada en la que se encuentra que se desaprovechan sin una mejora constante de la Red Eléctrica. Dicha posición estratégica, convierte a España en uno de los países con mayor irradiación solar de la Unión Europea que, sumado con el compromiso europeo para conseguir energía más limpia y sostenible, la importancia creciente de las fuentes renovables y la necesidad de fomentar la autonomía energética en el país, hacen que la energía fotovoltaica sea de especial interés en esta región [4].

### Evolución de la potencia instalada de solar fotovoltaica (MW)

Sistema eléctrico nacional | 2010-2019

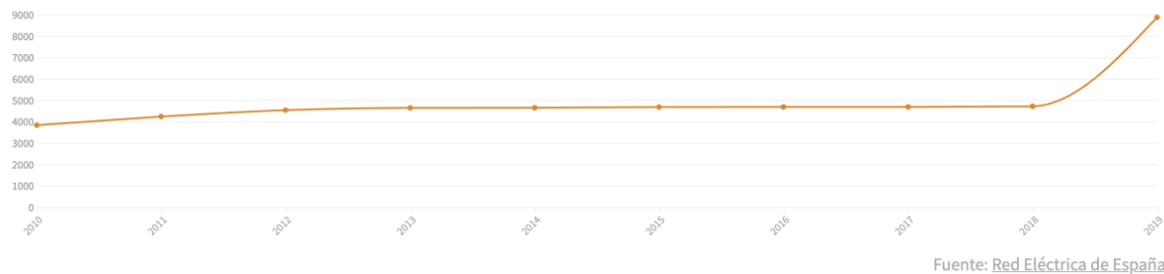


Figura 1: Evolución de la potencia instalada de solar fotovoltaica en MW desde 2010 hasta 2019 (fuente: REE [5]).

La modernización de la Red Eléctrica es necesaria para frenar los impactos de la contaminación energética, pero pone a España en una situación complicada, ya que debe conseguirlo asegurando la sostenibilidad económica y la eficiencia energética, ya que cuenta con los precios de la electricidad más altos de Europa. Esto es debido a que, así como la posición geográfica es beneficiosa en cuanto a horas de luz solar y viento, se convierte en una desventaja el formar parte de una península y estar conformada por sistemas insulares, ya que dificultan el transporte eléctrico y la interconexión con el resto de países. Además, la ausencia de materias primas en la región provoca que haya que importarlas de fuera, encareciendo así la electricidad.

Es por ello que debido a los objetivos europeos, al aumento de la demanda y la mejora de las tecnologías, el Sistema Eléctrico está en un proceso de constante optimización. Una forma de mejorar este sistema sin tener que construir nuevas instalaciones es mejorar las ya existentes. Entre las posibilidades, está la de aumentar el nivel de tensión de las líneas eléctricas. Es por ello que la empresa IGNIS, ha decidido llevar a cabo el proyecto de construcción y explotación de la L/400kV ST Búcor - ST Promotores Caparacena, en la provincia de Granada, Comunidad Autónoma de Andalucía. Cabe destacar que en este emplazamiento actualmente ya existe otra línea de tensión 66 kV.

---

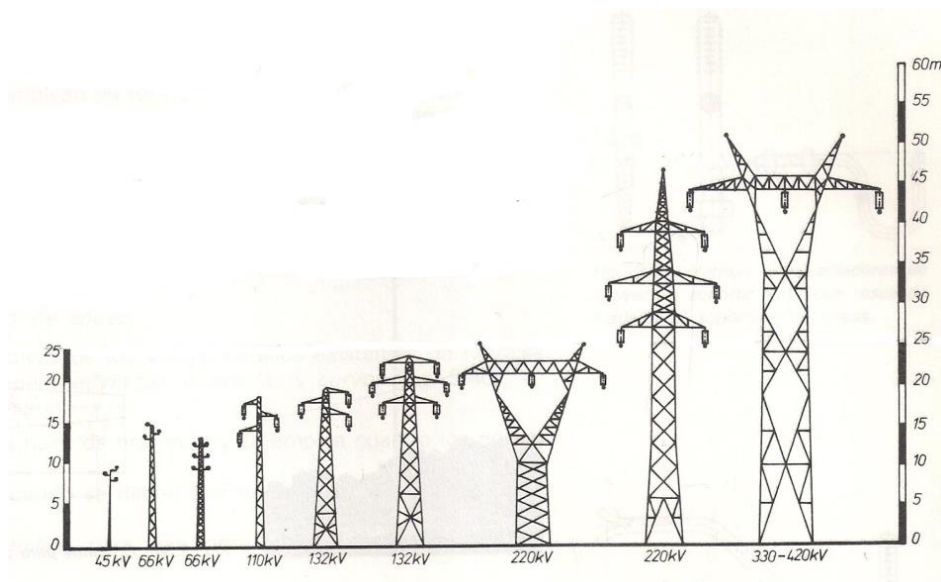
En este trabajo se pretende elaborar la comparativa entre una línea de 66 kV y otra de 400 kV, ambas en el mismo emplazamiento. Se evaluarán los cálculos eléctricos, mecánicos, el trazado de la línea y los diversos presupuestos.

## Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Actualmente para la evacuación de la energía y su transporte y distribución, existen dos medios principales: las líneas aéreas, de mayor altura y expuestas al ambiente; y las líneas subterráneas, que se caracterizan por tener los conductores apantallados y mayor aislamiento. En este apartado se analizarán las dos alternativas como solución al transporte eléctrico.

### 2.1 LÍNEAS AÉREAS

Las líneas aéreas se identifican fácilmente por su elevada altura, se encuentran expuestas a los fenómenos meteorológicos y son las más abundantes en el Sistema Eléctrico Español. Se componen principalmente de un conjunto de conductores agrupados por fases. Según el número de conductores por fase, se puede distinguir entre símplex (un conductor por fase), dúplex (dos conductores por fase), etc. Dichos conductores se encuentran suspendidos a cierta altura del suelo gracias a los apoyos. Estas líneas son las más adecuadas para el transporte de energía a grandes distancias [6].



*Figura 2: Tipos de torres utilizadas en líneas aéreas según la tensión de la red (fuente: SectorElectricidad [7].)*

En el campo económico estas líneas tienen un menor coste de explotación que las subterráneas, ya que el coste del movimiento de tierras es muy reducido y los apoyos se conforman a partir de módulos previamente fabricados. Además, este tipo de líneas permite su ampliación de manera sencilla y sin excesivo coste añadido, lo cual las convierte en idóneas a la hora de promover la electrificación en España. El material aislante utilizado generalmente es el aire atmosférico, cuya característica principal es que se trata de un material autorregenerable, aunque presenta el inconveniente de aumentar las distancias de aislamiento.

Medioambientalmente estas líneas causan un grave impacto visual y sobre la avifauna, ya que las aves pueden impactar contra el cableado y son las principales causantes de las faltas bifásicas.

Eléctricamente, estas líneas poseen un menor aislamiento, se comportan principalmente con carácter reactivo y destacan en ellas la presencia de campos eléctricos (en fenómenos como el efecto Corona) y el campos magnéticos, cuyos efectos reducen el rendimiento de los conductores y provocan pérdidas en la línea. Dado que se encuentran expuestas a los fenómenos atmosféricos, estas líneas requieren de un mantenimiento más frecuente y han de estar preparadas para soportar descargas atmosféricas que provoquen sobretensiones de frente rápido. Cabe destacar que presentan facilidades a la hora de la localización de las faltas en la Red Eléctrica, ya que los daños son visibles; las faltas son transitorias y la línea permite el reenganche automático [8].

## ***2.2 LÍNEAS SUBTERRÁNEAS***

Las líneas subterráneas son infraestructuras cuya función es el transporte de energía eléctrica a través de cables soterrados bajo tierra. Son obligatorias en zonas urbanas y en zonas donde se exija por normativa medioambiental.

Respecto a su impacto medioambiental cabe destacar algunas características que les confieren una cierta ventaja sobre las líneas aéreas: principalmente provocan menor impacto social por estar soterradas, lo que les da mayor aceptación social. Además, no requieren tala forestal generalmente y no perjudican la fauna avícola, sin embargo, afectan de manera continuada al suelo por estar de forma permanente en la zanja.

Económicamente, las líneas subterráneas son mucho más caras que las aéreas, ya que conllevan el coste del movimiento de tierras y la obra civil necesarias para su realización. Llevan mayores aislantes que generalmente no son autorregenerables, lo cual implica mayor frecuencia y costes de mantenimiento.

En el ámbito eléctrico, el apantallamiento de los conductores confiere a este tipo de líneas un fuerte carácter capacitivo, y provocan la ausencia de campo eléctrico. Por el contrario, el campo magnético es entre tres y seis veces superior que en las líneas aéreas. La localización de faltas es mucho más compleja y generalmente se trata de faltas permanentes, por lo que no se permite el reenganche automático en este tipo de líneas [8].

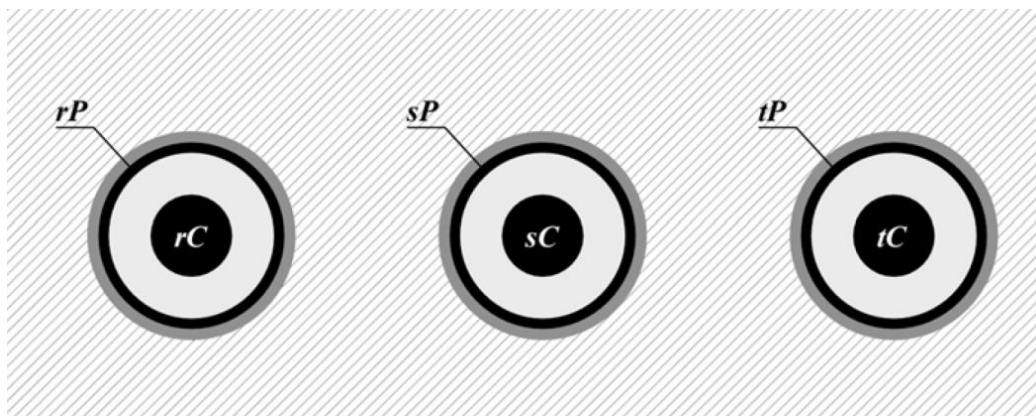


Figura 3: Ejemplo de soterramiento de cables aislados (fuente: “Parámetros y modelos de líneas”, Francisco M. Echevarren Cerezo & Andrés Diego Díaz Casado, 2020 [6].)

## **Capítulo 3. DEFINICIÓN DEL TRABAJO**

### **3.1 JUSTIFICACIÓN**

La necesidad de realizar este proyecto se debe a la importancia de optimizar y ampliar la Red Eléctrica. Para ello, es necesario aumentar los niveles de tensión, ya que de esta manera se produce una disminución de la intensidad que circula por la línea, reduciendo las pérdidas que provocan el calentamiento de los conductores y los efectos electromagnéticos como el efecto Corona.

En este proyecto se analizarán las diferencias que existen entre dos líneas situadas en el mismo emplazamiento pero a diferentes tensiones; en este caso, a 66 kV y a 400 kV. Se tendrán en cuenta todos los efectos electromagnéticos, la decisión de los conductores, el número de apoyos y sus características. Este análisis es necesario, debido a que se pretende incorporar a la red la energía producida por un conjunto de placas solares fotovoltaicas que producen a tensión 30 kV para su posterior vertido a la red a 400 kV. Para ello se discutirá la decisión de escoger una línea aérea de 66 kV que implicará añadir un transformador elevador a la instalación, además de las desventajas que tiene el transporte de potencia a tensiones inferiores.

### **3.2 OBJETIVOS**

El principal objetivo es profundizar conocimientos sobre la optimización y electrificación de la Red Eléctrica Española, que se encuentra en un proceso de mejora constante.

Con este proyecto se analizarán los efectos de dos redes de distinta tensión con un mismo objetivo: el vertido a la red de la energía producida por las plantas solares fotovoltaicas colindantes.



Se pretende aplicar los conocimientos adquiridos en el grado y las prácticas curriculares cursadas en el último año así como aprender a organizar un proyecto complejo.

Se relacionarán los conceptos aprendidos en la oficina técnica con dicho proyecto y se verán reflejados los conceptos del grado en un proyecto real y en el día a día de una oficina ingenieril.

## **Capítulo 4. DISEÑO ELÉCTRICO DE LA LÍNEA DE 66 KV**

En este capítulo se analizará detalladamente la elección de los componentes de la línea de menor tensión y el diseño de todos sus aspectos técnicos.

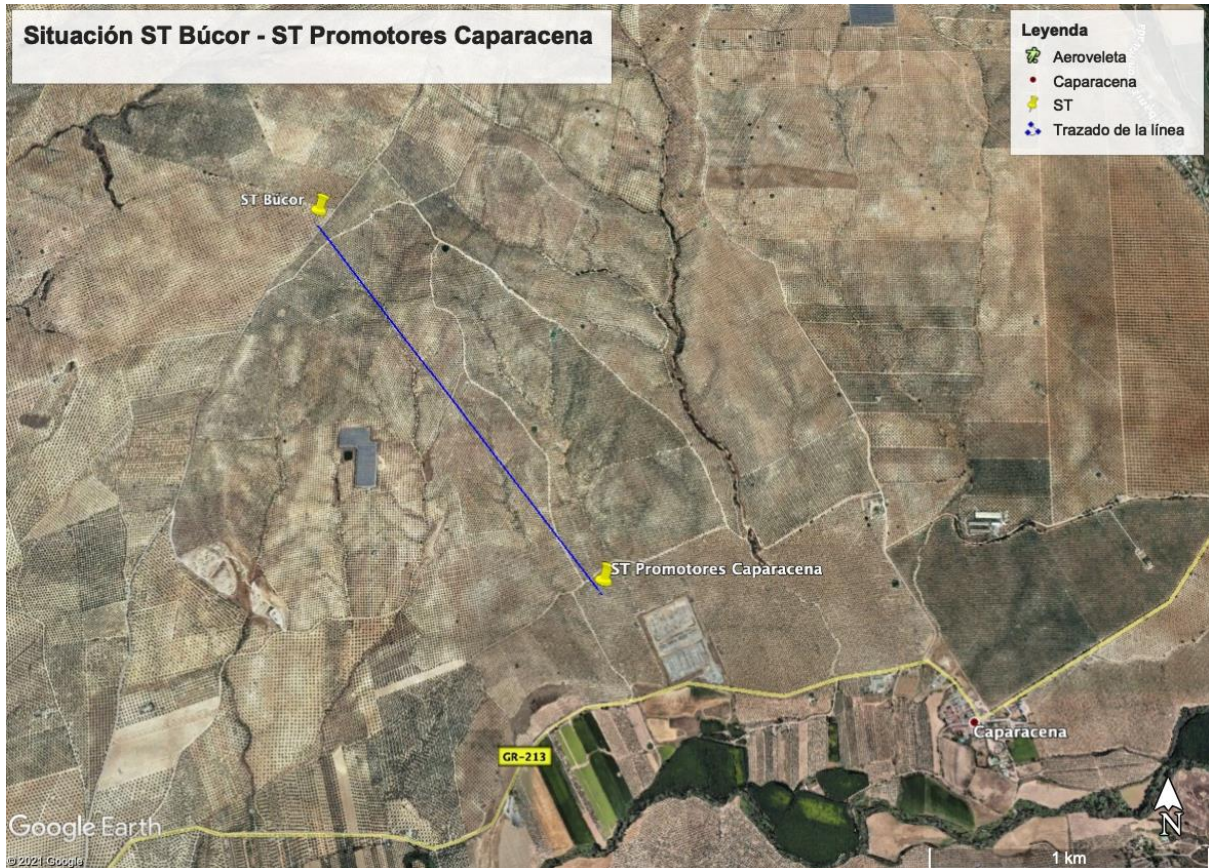
### **4.1 ELECCIÓN DEL TIPO DE LÍNEA**

Tal y como se menciona en el capítulo de introducción, hay dos tipos de tecnologías que predominan hoy en día en el transporte y distribución de la energía eléctrica: los conductores aéreos y los conductores subterráneos. Teniendo en cuenta criterios económicos y medioambientales, en este capítulo se analizará la decisión del conductor óptima para este proyecto.

El primer criterio a tener en cuenta es el que respecta a los costes de la línea. Para ello se analizará el emplazamiento geográfico de la línea L/66 kV ST Búcor – ST Promotores Caparacena.

Atendiendo a la Figura 3, se observa que la mínima distancia de la línea a proyectar no atraviesa ningún centro urbano ni se encuentra cercana a viviendas. Ambos hechos nos invitan a pensar que la elección óptima sería escoger una línea aérea, ya que el coste del movimiento de tierras es mucho menos significativo y la construcción es mucho más sencilla. La longitud de esta línea es de 1,95 km, por lo que no es adecuado soterrarla debido al comportamiento capacitivo que se produce debido a los efectos de las pantallas en las líneas subterráneas.

En cuanto al criterio medioambiental, se debe tener en cuenta el fuerte impacto que tienen las líneas aéreas, especialmente en la avifauna.



*Figura 3: Situación geográfica de las subestaciones Búcor y Promotores Caparacena y mínima distancia entre ellas (elaboración propia a partir de datos del proyecto).*

Atendiendo a la Figura 3, se observa que no hay Lugares de Interés Comunitario, LIC de ahora en adelante; ni Zonas de Especial Protección para Aves, ZEPA de ahora en adelante, por lo que una línea aérea no supone un grave impacto medioambiental en dicho emplazamiento.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se puede concluir que una línea aérea sería la opción más viable para este proyecto, ya que reduce costes en la obra civil, los conductores y no supone un impacto medioambiental inasumible ni un riesgo para la integridad física de las personas.

## 4.2 CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA

### 4.2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

Estas son las características generales de la línea:

Tensión nominal (kV).....	U = 66
Potencia máxima a transportar (MVA): .....	125
Longitud de la línea (km) .....	1,95
Número de circuitos.....	n = 1
Número de conductores por fase .....	n' = 2
Frecuencia (Hz) .....	f = 50
Zona de aplicación.....	ZONA B

### 4.2.2 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR FASE

Se trata de conductores cableados de aluminio con alma de acero galvanizado, concéntricos. Sus principales características son las siguientes:

Tipo.....	DX HAWK-ACSR-AW
Material.....	Aluminio – Acero recubierto
Diámetro (mm) .....	21,80
Sección total (mm <sup>2</sup> ) .....	281,1
Composición del conductor .....	26+7
Peso (daN/m).....	0,9584
Carga de rotura (daN).....	8450
Módulo de elasticidad (daN/mm <sup>2</sup> ).....	7500
Coefficiente de dilatación lineal (°C-1) .....	18,9·10 <sup>-6</sup>
Resistencia eléctrica con cc a 20°C (Ω/Km).....	0,1194
Intensidad máxima admisible (A) .....	574

### 4.2.3 CABLE DE FIBRA ÓPTICA

Es un conductor que combina las funciones de protección y de telecomunicaciones. El cable de tierra compuesto de fibra óptica OPGW a utilizar tendrá las siguientes características:

Tipo.....	OPGW Tipo II 25 kA
Sección total .....	168,86
Diámetro cable completo (mm).....	18
Peso del cable (daN/m).....	0,91
Carga de rotura .....	13.352
Módulo de elasticidad (daN/m) .....	12.279
Coefficiente de dilatación lineal ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ).....	$14,8 \cdot 10^{-6}$

## 4.3 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

En este apartado se detallarán los cálculos realizados para el diseño eléctrico de la línea de 66 kV ST Búcor – ST Promotores Caparacena.

### 4.3.1 MATRICES DE DISTANCIAS

Existen dos matrices de distancias que toman especial importancia a la hora del cálculo del modelo equivalente de la línea; se trata de la matriz de distancias y la matriz de distancias a las imágenes, ambas relevantes para el cálculo de la matriz de admitancias de la línea. Para su obtención, se toma como referencia el apoyo más común a lo largo de toda la línea, en este caso el **CO-S1111** del catálogo de apoyos de Imedexa S.A. La altura útil escogida será de 18 metros.

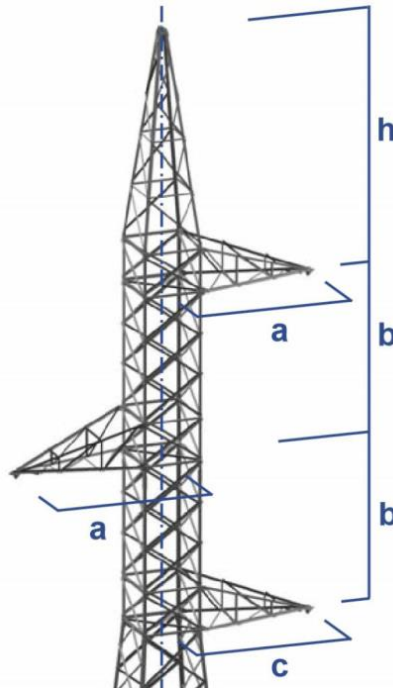


Figura 4: Armado del Apoyo tipo CÓNDROR en simple circuito del catálogo de IMEDEXA S.A [1].

Las medidas del Apoyo CO-S111 son las siguientes:

- A = 3,0 metros.
- B = 3,3 metros.
- C = 3,0 metros.
- H = 4,3 metros.

Tomando en consideración la altura útil escogida y las medidas del armado se obtienen las siguientes matrices de distancias:

Dis =

0	0.4000	6.8476	6.5000	6.6000	6.6121	5.1313
0.4000	0	7.2007	6.8476	6.6121	6.6000	5.3600
6.8476	7.2007	0	0.4000	6.8476	7.2007	8.2462
6.5000	6.8476	0.4000	0	6.5000	6.8476	8.0994
6.6000	6.6121	6.8476	6.5000	0	0.4000	11.2539
6.6121	6.6000	7.2007	6.8476	0.4000	0	11.3600
5.1313	5.3600	8.2462	8.0994	11.2539	11.3600	0

Figura 5: Matriz de distancias, Dis, en metros.

DImag =

49.2000	49.2016	46.2905	46.2404	42.6000	42.6019	53.5732
49.2016	49.2000	46.3440	46.2905	42.6019	42.6000	53.5956
46.2905	46.3440	42.6000	42.6019	39.7554	39.8177	50.3019
46.2404	46.2905	42.6019	42.6000	39.6970	39.7554	50.2780
42.6000	42.6019	39.7554	39.6970	36.0000	36.0022	46.9835
42.6019	42.6000	39.8177	39.7554	36.0022	36.0000	47.0090
53.5732	53.5956	50.3019	50.2780	46.9835	47.0090	57.8000

Figura 6: Matriz de distancias a las imágenes, DImag, en metros.

### 4.3.2 RESISTENCIA REAL DEL CONDUCTOR

El parámetro de la resistencia eléctrica que se adjunta en los catálogos de los fabricantes de conductores está a una temperatura de referencia de 20°C y en corriente continua. Ya que las condiciones de funcionamiento habituales del conductor en una línea eléctrica son a una temperatura superior a la de referencia, y en corriente alterna con frecuencia de 50 Hz, es necesario realizar una serie de correcciones para poder aproximar este parámetro al valor real que presenta el conductor en funcionamiento.

#### 4.3.2.1 Corrección por temperatura

La resistividad de los materiales conductores varía con la temperatura. Dicha variación se recoge en un coeficiente,  $\alpha$ , de obtención puramente empírica. Ya que el conductor está compuesto principalmente por aluminio, se utilizará el coeficiente de dicho material, en este caso  $\alpha = 0.004 \text{ K}^{-1}$ .

La fórmula por la que se obtiene la variación de la resistividad de los materiales en función de su coeficiente  $\alpha$  es la siguiente:

$$R_T = R_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 20)) \quad (1)$$

Siendo:

- $R_T$  = Resistencia a la temperatura T en ohmios.
- $R_{20}$  = Resistencia a la temperatura de referencia de 20°C en ohmios.
- $\alpha$  = Coeficiente de variación de la resistividad del material con la temperatura, expresada en  $K^{-1}$ .
- $T$  = Temperatura a la que se desea evaluar el material, en °C.

Para obtener el resultado es necesario calcular previamente la temperatura de trabajo del conductor en las condiciones de funcionamiento.

Sabiendo que los fabricantes están obligados por la ITC 07 a que la temperatura de sus conductores no supere los 85°C, y que el calentamiento de un conductor es proporcional al cuadrado de la intensidad que lo atraviesa, se presenta la siguiente fórmula:

$$T = T_0 + (T_{Max} - T_0) \cdot \left(\frac{I}{I_{máx}}\right)^2 \quad (2)$$

Siendo:

- $T$  = Temperatura a la que se desea evaluar el material, en °C.
- $T_0$  = Temperatura de referencia, en °C.
- $T_{Max}$  = Temperatura máxima admitida por el conductor, en °C.
- $I$  = Corriente en régimen permanente que atraviesa el conductor, en A.
- $I_{Max}$  = Corriente máxima en régimen permanente que soporta el conductor, en A.

Con esta fórmula en las condiciones mencionadas anteriormente se obtiene un valor de la temperatura final de 78,97 °C, y, por lo tanto, el valor de la resistencia corriente continua a la temperatura calculada:

$$R_{T/DC} = 0,1478 \Omega/km \quad (3)$$

#### **4.3.2.2 Corrección por efecto pelicular**

Así como en corriente continua, la densidad de corriente se encuentra uniformemente distribuida por todo el área del conductor, en corriente alterna existe una mayor densidad cerca de los extremos del mismo. Este fenómeno, denominado efecto pelicular, provoca que



la resistencia efectiva del conductor en corriente alterna tenga un valor superior al de la resistencia óhmica en corriente continua.

Para obtener el valor de la resistencia en corriente alterna, se debe aplicar la corrección por efecto pelicular. Para ello, se aplican las siguientes fórmulas de la normativa

Standard IEC 287:  $x = \sqrt{\frac{8 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-7}}{R_{T/DC}}}$

$$x = \sqrt{\frac{8 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-7}}{R_{T/DC}}} \quad (4)$$

$$y_s = \frac{x^4}{192 + 0,8 \cdot x^4} \quad (5)$$

Siendo:

- $f$  = Frecuencia de operación del conductor, en Hz.
- $R_{T/DC}$  = Resistencia a la temperatura T de operación del conductor en corriente continua, en ohmios
- $y_s$  = Factor de corrección por efecto pelicular.

De donde se obtiene:  $y_s = 0.0038$ .

Por lo tanto, para obtener la resistencia en corriente alterna y a la temperatura T de operación, se aplica la siguiente fórmula:

$$R_{T/AC} = R_{T/DC} \cdot (1 + y_s) \quad (6)$$

Siendo:

- $R_{T/AC}$  = resistencia en corriente alterna a la temperatura T.

$$R_{T/AC} = 0.1483 \, \Omega/\text{km}$$

Para la línea de 66kV con la longitud dada (1,95 km), se obtiene una resistencia de:

$$R_{T/AC} = 0,2892 \, \Omega/\text{km}$$

### 4.3.3 CÁLCULO DE LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS

Para trabajar con matrices y simplificar el sistema, se utilizará el Teorema de Carson, que permite representar la influencia del terreno como conductor remoto, así como las relaciones de acoplamiento magnético entre conductores, su influencia con el terreno y el aspecto resistivo de la línea.

Los elementos de dicha matriz son los siguientes:

$$Z'_{s_{ii}} = R'_{T/AT} + R'_g + \omega \cdot \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{De}{RMG_i} \cdot i \quad (7)$$

$$Z'_{s_{ij}} = R'_g + \omega \cdot \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{De}{D_{ij}} \cdot i \quad (8)$$

Siendo:

- $R'_{T/AT}$  = Resistencia serie por unidad de longitud del conductor en las condiciones de operación en  $\Omega/m$ .
- $R'_g$  = Resistencia serie por unidad de longitud del terreno.
- $\omega$  = Pulsación del sistema en rad/s. Cabe destacar que  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ .
- $\mu_0$  = Permeabilidad magnética en el vacío, en A/m.
- $De$  = Distancia equivalente del terreno, en metros.
- $RMG_i$  = Radio Medio Geométrico del conductor, en metros.
- $D_{ij}$  = Distancia de separación entre el conductor i y el conductor j en metros.

Para el cálculo de la resistencia serie del terreno por unidad de longitud y la distancia equivalente al terreno se utilizan las siguientes expresiones:

$$R'_g = 9.869 \cdot 10^{-7} \cdot f \quad (9)$$

$$De = 658.368 \cdot \sqrt{\frac{\rho_g}{f}} \quad (10)$$

Siendo:

- $f$  = Frecuencia eléctrica del sistema, en Hz.
- $\rho_g$  = Resistividad media del terreno, en  $\Omega \cdot m$ . Se tomará como valor de referencia 110  $\Omega \cdot m$ .

Tras realizar estos cálculos, la matriz que se obtiene, en  $\Omega/km$ , es la siguiente:

$$Z = \begin{matrix} 0.1977 + 0.7292i & 0.0493 + 0.4871i & 0.0493 + 0.3087i & 0.0493 + 0.3119i & 0.0493 + 0.3110i & 0.0493 + 0.3109i & 0.0493 + 0.3268i \\ 0.0493 + 0.4871i & 0.1977 + 0.7292i & 0.0493 + 0.3055i & 0.0493 + 0.3087i & 0.0493 + 0.3109i & 0.0493 + 0.3110i & 0.0493 + 0.3240i \\ 0.0493 + 0.3087i & 0.0493 + 0.3055i & 0.1977 + 0.7292i & 0.0493 + 0.4871i & 0.0493 + 0.3087i & 0.0493 + 0.3055i & 0.0493 + 0.2970i \\ 0.0493 + 0.3119i & 0.0493 + 0.3087i & 0.0493 + 0.4871i & 0.1977 + 0.7292i & 0.0493 + 0.3119i & 0.0493 + 0.3087i & 0.0493 + 0.2981i \\ 0.0493 + 0.3110i & 0.0493 + 0.3109i & 0.0493 + 0.3087i & 0.0493 + 0.3119i & 0.1977 + 0.7292i & 0.0493 + 0.4871i & 0.0493 + 0.2774i \\ 0.0493 + 0.3109i & 0.0493 + 0.3110i & 0.0493 + 0.3055i & 0.0493 + 0.3087i & 0.0493 + 0.4871i & 0.1977 + 0.7292i & 0.0493 + 0.2769i \\ 0.0493 + 0.3268i & 0.0493 + 0.3240i & 0.0493 + 0.2970i & 0.0493 + 0.2981i & 0.0493 + 0.2774i & 0.0493 + 0.2769i & 0.0493 + 0.7412i \end{matrix}$$

#### 4.3.4 REDUCCIÓN DE LOS CONDUCTORES PASIVOS DE LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS

Estos elementos tienen una fuerte influencia en el modelado de la línea y, por ello es necesario tenerlos en cuenta a la hora de realizar los cálculos eléctricos.

En el caso de las líneas aéreas, los elementos pasivos son los cables a tierra, ya que su función principal no es el transporte de potencia sino la protección de la línea eléctrica de descargas atmosféricas. La influencia de estos elementos debe contabilizarse en el modelo, pero su naturaleza pasiva permite eliminarlos matemáticamente, de tal forma que no sea necesario tener en cuenta sus tensiones y corrientes como variables del sistema.

Para su reducción, se define la matriz de impedancias serie de la línea como la composición de cuatro submatrices de la forma:

$$Z'_s = \begin{pmatrix} Z_{scc} & Z_{scw} \\ Z_{swc} & Z_{sww} \end{pmatrix} \quad (11)$$

Donde cada matriz contiene las influencias de los distintos elementos, siendo:

- $Z_{scc}$  = Matriz que modela la influencia entre los conductores activos (6x6).
- $Z_{scw}$  = Matriz que modela la influencia entre los conductores activos hacia los pasivos (6x1).

- $Z_{swc}$  = Matriz que modela la influencia entre los conductores pasivos hacia los pasivos (1x6).
- $Z_{sww}$  = Matriz que modela la influencia entre conductores pasivos (1x1).

La transformación matricial que se utiliza para reducir dichos conductores depende de cómo estos elementos pasivos se encuentren conectados a tierra.

Debido a que cada apoyo está puesto a tierra, cada uno de los tramos está puesto a tierra en dos puntos. La transformación matricial a utilizar es la definida en la siguiente fórmula:

$$Z'_{sred} = Z_{scc} - Z_{scw} \cdot (Z_{sww})^{-1} \cdot Z_{swc} \quad (12)$$

Aplicando la fórmula anterior se obtiene la matriz de impedancias serie sin conductores pasivos de tamaño 6x6 expresada en  $\Omega/\text{km}$ :

$$Z_{red} = \begin{matrix} 0.1637 + 0.5861i & 0.0155 + 0.3453i & 0.0165 + 0.1788i & 0.0164 + 0.1816i & 0.0172 + 0.1898i & 0.0172 + 0.1899i \\ 0.0155 + 0.3453i & 0.1639 + 0.5886i & 0.0166 + 0.1768i & 0.0165 + 0.1794i & 0.0173 + 0.1907i & 0.0173 + 0.1911i \\ 0.0165 + 0.1788i & 0.0166 + 0.1768i & 0.1660 + 0.6114i & 0.0176 + 0.3688i & 0.0184 + 0.1987i & 0.0184 + 0.1958i \\ 0.0164 + 0.1816i & 0.0165 + 0.1794i & 0.0176 + 0.3688i & 0.1659 + 0.6105i & 0.0184 + 0.2016i & 0.0184 + 0.1985i \\ 0.0172 + 0.1898i & 0.0173 + 0.1907i & 0.0184 + 0.1987i & 0.0184 + 0.2016i & 0.1676 + 0.6266i & 0.0193 + 0.3848i \\ 0.0172 + 0.1899i & 0.0173 + 0.1911i & 0.0184 + 0.1958i & 0.0184 + 0.1985i & 0.0193 + 0.3848i & 0.1676 + 0.6271i \end{matrix}$$

### 4.3.5 REDUCCIÓN A LOS CONDUCTORES EQUIVALENTES DEL SISTEMA

Tras eliminar los conductores pasivos del modelo, el siguiente paso es simplificar el sistema a un conductor por fase. Esto ocurre en líneas dúplex, tríplex e incluso cuádruplex, con las que es mucho más sencillo trabajar simplificando la dimensión de la matriz de impedancias.

Para realizar esta reducción se recurre a la siguiente fórmula:

$$Z'_{S_{fase}} = (M^T \cdot (Z'_S)^{-1} \cdot M)^{-1} \quad (13)$$

Siendo:

- $M$  = Matriz de reducción de conductores por fase.  $Z'_{S_{fase}} = (M^T \cdot (Z'_S)^{-1} \cdot M)^{-1}$
- $Z'_S$  = Matriz de impedancias serie, en ohmios/km.

Donde  $M$  es la matriz de conductores por fase, en el caso de conductores dúplex:

$$M = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Figura 7: Matriz  $M$  que define el número de conductores por fase de la línea eléctrica.

Tras aplicar la fórmula, la matriz de impedancias serie reducida a los conductores equivalentes en  $\Omega/\text{km}$  es la siguiente:

$$Z_{redfaese} = \begin{bmatrix} 0.0896 + 0.4663i & 0.0165 + 0.1792i & 0.0173 + 0.1904i \\ 0.0165 + 0.1792i & 0.0918 + 0.4899i & 0.0184 + 0.1987i \\ 0.0173 + 0.1904i & 0.0184 + 0.1987i & 0.0934 + 0.5058i \end{bmatrix}$$

#### 4.3.6 REDUCCIÓN AL MONOFÁSICO EQUIVALENTE DEL SISTEMA

Se presenta a continuación la forma ideal de la matriz de impedancias con un conductor por fase y tras haber reducido los conductores pasivos:

$$\begin{bmatrix} Z_{S_D} & Z_{S_M} & Z_{S_M} \\ Z_{S_M} & Z_{S_D} & Z_{S_M} \\ Z_{S_M} & Z_{S_M} & Z_{S_D} \end{bmatrix}$$

Figura 8: Forma equilibrada de la matriz de impedancias [9].

Para obtener los elementos de dicha matriz, se recurren a las siguientes fórmulas:

$$Z_{SD} = \frac{1}{3} \cdot (Z_{S_{RR}} + Z_{S_{SS}} + Z_{S_{TT}}) \quad (14)$$

$$Z_{SM} = \frac{1}{3} \cdot (Z_{S_{RS}} + Z_{S_{ST}} + Z_{S_{TR}}) \quad (15)$$

Lo que se pretende modelar con el monofásico equivalente es que las tres fases se comporten exactamente igual en secuencia directa. Para ello, la matriz de impedancias debe estar equilibrada, es decir, todos los elementos de la diagonal deben ser iguales entre sí y todos los elementos no diagonales también.

Aplicando las anteriores fórmulas, los resultados obtenidos son los siguientes:

$$Z_{SD} = 0.0916 + 0.4873i \Omega/km \quad (16)$$

$$Z_{SM} = 0.0174 + 0.1894i \Omega/km \quad (17)$$

La impedancia del monofásico equivalente será:

$$Z_{S_{monofásicoEQ}} = Z_{SD} - Z_{SM} = 0.0742 + 0.2979i \Omega/km \quad (18)$$

#### 4.3.7 CÁLCULO DE LA MATRIZ DE ADMITANCIAS PARALELO

Para el cálculo de la matriz de admitancias, es necesario definir la relación entre las tensiones y las densidades lineales de carga de los conductores. Dicha relación viene dada por la matriz de potenciales de Maxwell, P, cuya inversa será la matriz de capacidades paralelo, Cp' [9].

Para la obtención de los elementos de dicha matriz, P, se utilizan las siguientes expresiones:

$$P_{ii} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \ln \left( \frac{2 \cdot H_i}{r_i} \right) \quad (19)$$

$$P_{ij} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \ln \left( \frac{D_{ij}'}{D_{ij}} \right) \quad (20)$$

Siendo:

- $\epsilon_0$  = Permitividad eléctrica en el vacío,  $8,85 \cdot 10^{-12}$  F/m.

- $r_i$  = Radio del conductor i, en metros.
- $H_i$  = Cota desde el suelo hasta el conductor i, en metros.
- $D_{ij}$  = Distancia desde el conductor i hasta el conductor j, en metros.
- $D'_{ij}$  = Distancia desde el conductor i hasta la imagen del conductor j, en metros.

Con los datos de la línea de 66 kV se obtiene la siguiente matriz de potenciales de Maxwell expresada en km/ $\mu$ F:

P =

151.3300	86.5410	34.3673	35.2848	33.5356	33.5034	42.1841
86.5410	151.3300	33.4840	34.3673	33.5034	33.5356	41.4072
34.3673	33.4840	148.7397	83.9509	31.6303	30.7544	32.5196
35.2848	34.3673	83.9509	148.7397	32.5409	31.6303	32.8341
33.5356	33.5034	31.6303	32.5409	145.7124	80.9239	25.7001
33.5034	33.5356	30.7544	31.6303	80.9239	145.7124	25.5410
42.1841	41.4072	32.5196	32.8341	25.7001	25.5410	157.6716

Figura 9: Matriz de potenciales de maxwell de la línea de 66 kV expresada en km/ $\mu$ F.

Como se ha explicado previamente y ya que la matriz de Maxwell es la inversa de la matriz de capacidades paralelo de la línea, se puede definir la matriz de admitancias paralelo mediante la siguiente expresión:

$$Y'_p = j \cdot \omega \cdot P^{-1} \quad (21)$$

Y su resultado numérico para la línea de 66 kV, expresado en  $\mu$ S/km, es el siguiente:

Y =

0.0000 + 3.2364i	0.0000 - 1.6209i	0.0000 - 0.1509i	0.0000 - 0.1688i	0.0000 - 0.1564i	0.0000 - 0.1592i	0.0000 - 0.3227i
0.0000 - 1.6209i	0.0000 + 3.2206i	0.0000 - 0.1328i	0.0000 - 0.1478i	0.0000 - 0.1599i	0.0000 - 0.1669i	0.0000 - 0.3009i
0.0000 - 0.1509i	0.0000 - 0.1328i	0.0000 + 3.2043i	0.0000 - 1.6357i	0.0000 - 0.1550i	0.0000 - 0.1352i	0.0000 - 0.1978i
0.0000 - 0.1688i	0.0000 - 0.1478i	0.0000 - 1.6357i	0.0000 + 3.2231i	0.0000 - 0.1734i	0.0000 - 0.1507i	0.0000 - 0.1972i
0.0000 - 0.1564i	0.0000 - 0.1599i	0.0000 - 0.1550i	0.0000 - 0.1734i	0.0000 + 3.2251i	0.0000 - 1.6287i	0.0000 - 0.1099i
0.0000 - 0.1592i	0.0000 - 0.1669i	0.0000 - 0.1352i	0.0000 - 0.1507i	0.0000 - 1.6287i	0.0000 + 3.2161i	0.0000 - 0.1098i
0.0000 - 0.3227i	0.0000 - 0.3009i	0.0000 - 0.1978i	0.0000 - 0.1972i	0.0000 - 0.1099i	0.0000 - 0.1098i	0.0000 + 2.2754i

La reducción al monofásico equivalente de la matriz de admitancias sigue un proceso análogo al de la matriz de impedancias, de donde se obtiene:

$$Y_{monofásicoEQ} = 3,8039 \cdot i \mu S/km \quad (22)$$

#### 4.3.8 MODELO DE PARÁMETROS DISTRIBUIDOS

Las magnitudes monofásicas equivalentes obtenidas de la línea son:

$$Z_{S_{monofásicoEQ}} = 0.0742 + 0.2979i \Omega/km$$

$$Y_{monofásicoEQ} = 3,8039 \cdot i \mu S/km$$

Se definen a partir de ellas la Impedancia Característica ( $Z_C$ ), la Constante de Propagación ( $\gamma$ ) y la Potencia Característica ( $P_C$ ):

$$Z_C = \sqrt{\frac{Z_S}{Y_p}} \qquad \gamma = \sqrt{Z_S \cdot Y_p} \qquad P_C = \frac{Un^2}{Z_C}$$

A continuación, se muestra una tabla con los valores obtenidos de la línea de 66 kV:

	Módulo	Ángulo (°)
$Z_C (\Omega)$	284,1	-6,99
$\gamma (m^{-1})$	$1,08 \cdot 10^{-6}$	83,01
$P_C (MW)$	15,33	0

Tabla 1: Resumen de las magnitudes de parámetros distribuidos de la línea.

Con dichas magnitudes se obtiene el modelo de parámetros distribuidos de forma matricial, con el que se calcularán en apartados siguientes la caída de tensión y las pérdidas de potencia activa a lo largo de la línea:

$$\begin{pmatrix} V_x \\ I_x \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cosh(\gamma \cdot x) & -Z_C \cdot \sinh(\gamma \cdot x) \\ -\frac{1}{Z_C} \cdot \sinh(\gamma \cdot x) & \cosh(\gamma \cdot x) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} V_0 \\ I_0 \end{pmatrix} \quad (23)$$

Donde:

- $V_x$  = Tensión simple a la distancia x del inicio de la línea, en voltios.
- $I_x$  = Intensidad de fase a la distancia x del inicio de la línea, en amperios.
- $V_0$  = Tensión simple al inicio de la línea, en voltios.
- $I_0$  = Intensidad de fase al inicio de la línea, en amperios.
- $\gamma$  = Constante de propagación, en  $m^{-1}$ .



- $x$  = Longitud desde el inicio de la línea hasta el punto deseado, en metros.
- $Z_c$  = Impedancia característica de la línea, en ohmios.

#### 4.4 FUNCIONAMIENTO DE LA LÍNEA

Gracias al modelo de parámetros distribuidos, se puede obtener información de las magnitudes de la línea en cualquier punto de la misma. En este apartado se analizarán los aspectos más importantes del funcionamiento de la línea en condiciones nominales.

##### 4.4.1 CAÍDA DE TENSIÓN

Gracias al modelo de parámetros distribuidos calculado en apartados anteriores, se procede a calcular la caída de tensión a lo largo de la línea, que transporta 125 MVA.

Para el factor de potencia, se calculará la caída de tensión para un factor de trabajo habitual de 0,98 y para el mínimo factor de potencia que exige por normativa REE.

Magnitud	f.p = 0,98		f.p = 0,958	
	Valor en el inicio	Valor al final	Valor en el inicio	Valor al final
U (kV)	38,105∠0°	37,828∠-0,89°	38,105∠0°	37,775∠-0,85°
I(A)	1093,466∠-11,48°	1093,520∠-11,49°	1093,466∠-16,66°	1093,55∠-16,68

Tabla 2: Valores de tensión y corriente al inicio y al final de la línea de 66 kV para los valores de factor de potencia correspondientes.

A partir de los valores de la tabla se calcula la caída de tensión mediante la siguiente fórmula:

$$\Delta U(\%) = \frac{|U_o| - |U_L|}{|U_o|} \cdot 100 \quad (24)$$

En la tabla siguiente se adjunta un resumen de la caída de tensión obtenida en función del factor de potencia de la línea:

f.p=0,98	f.p=0,958
$\Delta U=0,7269\%$	$\Delta U=0,8652\%$

Tabla 3: Resumen de la caída de tensión respecto al factor de potencia.

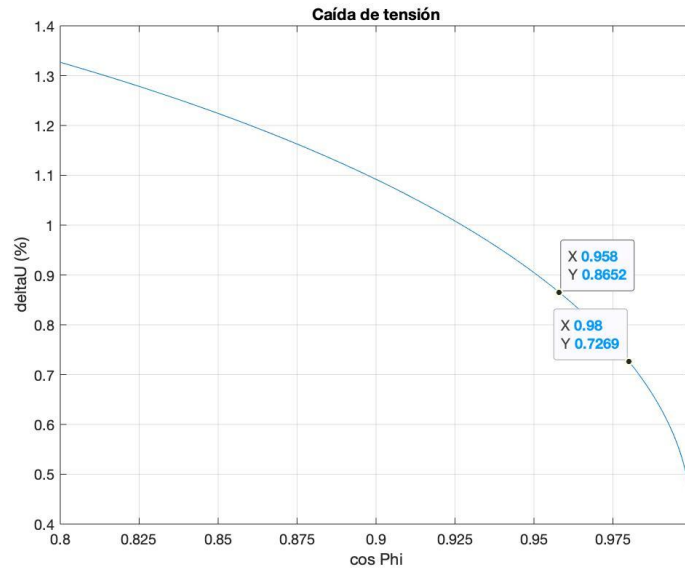


Figura 10: Gráfico de la variación de la caída de tensión en función del factor de potencia.

#### 4.4.2 PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA

De la misma forma que en el apartado anterior, con las magnitudes mostradas en la Tabla 2 y la siguiente fórmula, se procede al cálculo de las pérdidas de potencia activa a lo largo de la línea para los diferentes factores de potencia:

$$\Delta P(\%) = \frac{P_o - P_L}{P_o} \cdot 100 \quad (25)$$

Se muestran las pérdidas obtenidas en la siguiente tabla:

f.p=0,98	f.p=0,958
$\Delta P=0,4239\%$	$\Delta P=0,4336\%$

Tabla 4: Resumen de las pérdidas de potencia activa en función del factor de potencia.

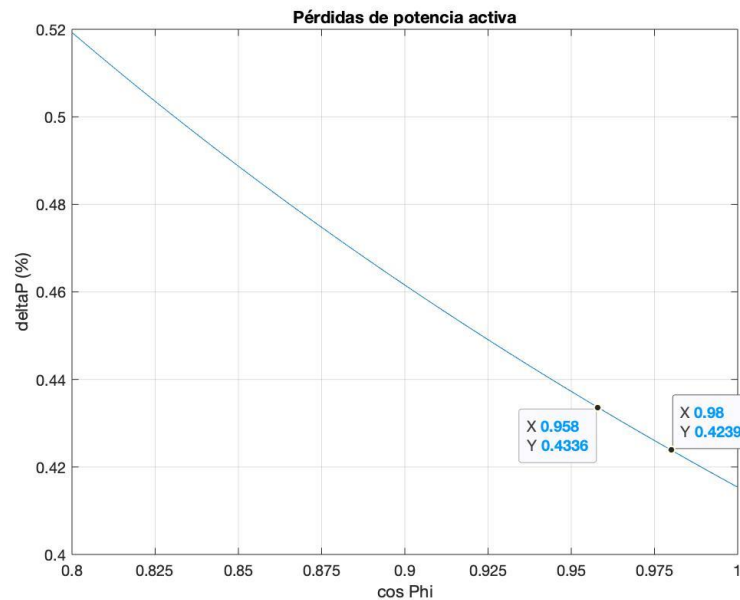


Figura 11: Gráfico de la variación de las pérdidas de potencia en función del factor de potencia.

## 4.5 PUESTA A TIERRA

Tras realizar los cálculos pertinentes, que no son objeto de este proyecto, la puesta a tierra de esta línea se hará mediante un cable de fibra óptica con las siguientes características:

Denominación	OPGW Tipo II 25 kA
Sección total (mm <sup>2</sup> )	168,86
Diámetro total (mm <sup>2</sup> )	18,00
Peso del cable (daN/kg)	0,91
Carga de rotura (daN)	13.352,00
Módulo de elasticidad (daN/mm <sup>2</sup> )	12.279,00
Coefficiente de dilatación lineal (°C <sup>-1</sup> )	14,8·10 <sup>-6</sup>

Tabla 5: Características del cable de puesta a tierra.

## 4.6 AISLAMIENTO

En la siguiente tabla se recogen los niveles mínimos de aislamiento demandados por la normativa ITC 07 en el apartado 13 y la sección 4.4:

Tensión nominal (kV)	66,0
Tensión más elevada (kV eficaces)	72,5

*Tabla 6: Extracto de la tabla 12 de la sección 4.4 de la ITC 07.*

De acuerdo con estos valores y los cálculos de la línea, se muestran a continuación las características de los aisladores escogidos:

Denominación	U160BS
Paso (mm)	146,0
Diámetro (mm)	280,0
Línea de fuga (mm)	380,0
Carga mecánica (daN)	16.000
Unión normalizada IEC - 60120	20,0
Tensión soportada a 50 Hz bajo lluvia (kV)	45,0
Tensión soportada Impulso tipo rayo en seco (kV)	110,0
Peso neto aproximado (kg)	5,9

*Tabla 7: Características de los aisladores de la línea de 66 kV.*

## **Capítulo 5. DISEÑO ELÉCTRICO DE LA LÍNEA DE 400 kV.**

En este capítulo se expondrán los datos obtenidos para el diseño de la línea de 400 kV que posee la misma traza que la línea del capítulo anterior pero distinto nivel de tensión.

El proceso a seguir para los cálculos eléctricos es análogo al del capítulo anterior, y por ello en este apartado se expondrán los resultados en tablas, sin explicación de los procesos parciales.

### **5.1 ELECCIÓN DEL TIPO DE LÍNEA**

Al igual que en capítulo anterior, la línea sigue el mismo trazado. Por ello, se ha decidido diseñar una línea aérea, ya que se trata de una zona rural donde el impacto medioambiental es asumible al encontrarse lejos del emplazamiento de una ZEPA y no supone un riesgo para las personas físicas.

### **5.2 CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA**

#### **5.2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES**

La línea aérea objeto del presente proyecto tiene como principales características las siguientes:

Sistema .....	Corriente Alterna Trifásica
Frecuencia (Hz) .....	50
Tensión nominal (KV).....	400
Tensión más elevada de la red (KV) .....	420
Categoría.....	Especial
Nº de circuitos .....	1
Nº de conductores aéreos por fase .....	2
Tipo de conductor aéreo .....	LA-510 RAIL

Número de cables de fibra óptica .....	1
Tipo de cable de fibra óptica .....	OPGW tipo II-25kA
Número de cables de tierra convencional.....	1
Tipo de cable de tierra convencional.....	7N7 AWG
Potencia máxima de diseño (MVA) .....	125
Número de apoyos .....	8
Longitud (km).....	1,96
Origen .....	Pórtico ST Búcor
Final .....	Pórtico ST Promotores Caparacena
Provincias afectadas .....	Granada
Zona de aplicación.....	ZONA B
Nivel de contaminación.....	II
Tipo de aislamiento .....	Vidrio
Apoyos.....	Torres Metálicas de Celosía
Cimentaciones .....	Circular con cueva
Puesta a tierra.....	Grapa de conexión, cable de cobre y pica de puesta a tierra

### 5.2.2 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR FASE

El conductor a emplear en la construcción de la línea será de aluminio y acero recubierto de aluminio. A continuación, se definen sus principales características:

Tipo.....	DX RAIL-ACSR-AW
Material.....	Aluminio – Acero recubierto
Composición (mm).....	45+7
Diámetro (mm) .....	29,59
Sección total (mm <sup>2</sup> ) .....	516,84
Peso (daN/m).....	1,569
Carga de rotura (daN).....	11.520,9
Módulo de elasticidad (daN/mm <sup>2</sup> ).....	5.171,06
Coefficiente de dilatación lineal (°C <sup>-1</sup> ) .....	23,04·10 <sup>-6</sup>
Resistencia eléctrica con cc a 25°C (Ω/Km).....	0,0599

### 5.2.3 CABLE DE TIERRA CONVENCIONAL

El cable de tierra convencional AWG a utilizar en la construcción de la línea tendrá las siguientes características:

Denominación .....	7N7 AWG
Sección total .....	73,87
Diámetro cable completo (mm).....	11
Peso del cable (daN/m).....	0,491
Carga de rotura .....	8.645
Módulo de elasticidad (daN/m) .....	16.170
Coefficiente de dilatación lineal ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ).....	$13 \cdot 10^{-6}$

### 5.2.4 CABLE DE FIBRA ÓPTICA

El cable de tierra compuesto de fibra óptica OPGW a utilizar en la construcción de la línea tendrá las siguientes características:

Denominación.....	OPGW Tipo II 25 kA
Sección total ( $\text{mm}^2$ ) .....	168,86
Diámetro total (mm) .....	18
Peso del cable (daN/m).....	0,91
Carga de rotura .....	13.352
Módulo de elasticidad( $\text{daN}/\text{mm}^2$ ).....	12.279
Coefficiente de dilatación lineal ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ) .....	$14,8 \cdot 10^{-6}$

## 5.3 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

En este apartado se mostrará un resumen en tablas de los valores obtenidos de los cálculos realizados para el diseño de la línea eléctrica 400 kV ST Búcor – ST Promotores Caparacena.

### 5.3.1 RESISTENCIA REAL DEL CONDUCTOR

Tras aplicar la corrección por temperatura y el efecto pelicular provocado por la acción de la corriente alterna, el valor de resistencia del cable obtenido es el siguiente:

$$R_{T/AC} = 0.0614 \Omega/\text{km}$$

Para la línea de 400 kV, cuya longitud es de 1,96 km, el valor de la resistencia obtenida es de:

$$R_{T/AC} = 0.1204 \Omega/\text{km}$$

### 5.3.2 IMPEDANCIA SERIE DEL MONOFÁSICO EQUIVALENTE

Tras aplicar el proceso explicado en el capítulo anterior, se reduce la matriz de impedancias serie al monofásico equivalente mediante los siguientes pasos:

- Reducción de los conductores pasivos.
- Reducción a los conductores equivalentes: ya que se trata de una línea dúplex, se reduce a un conductor por fase en lugar de dos.
- Reducción al monofásico equivalente.

El valor que se obtiene es el siguiente:

$$Z_{S_{\text{monofásicoEQ}}} = 0.0307 + 0.3209 \cdot i \Omega/\text{km}$$

### 5.3.3 ADMITANCIA PARALELO DEL MONOFÁSICO EQUIVALENTE

De forma análoga al apartado anterior, se obtiene un valor de admitancia equivalente de:

$$Y_{\text{monofásicoEQ}} = 3,5574 \cdot i \mu\text{S}/\text{km}$$



### 5.3.4 MODELO DE PARÁMETROS DISTRIBUIDOS

A continuación, se adjunta una tabla a modo de resumen con los parámetros de la línea de 400 kV.

	Módulo	Ángulo (°)
$Z_c (\Omega)$	301,03	-2,73
$\gamma (m^{-1})$	$1,07 \cdot 10^{-6}$	87,27
$P_c (MW)$	531,50	0,00
$Z_{SEQ}$	0,0307+0,3209i	
$Y_{pEQ}$	3,5574i	

Tabla 8: Características y parámetros distribuidos de la línea de 400 kV.

## 5.4 FUNCIONAMIENTO DE LA LÍNEA

Mediante el modelo de parámetros distribuidos se pueden obtener los valores de las magnitudes de la línea para los diferentes valores de factor de potencia.

Se muestran en la siguiente tabla los valores de tensión e intensidad de la línea en el inicio y al final según el factor de potencia escogido:

Magnitud	f.p = 0,98		f.p = 0,958	
	Valor en el inicio	Valor al final	Valor en el inicio	Valor al final
U (kV)	230,9401∠0°	230,9396∠-1,20°	230,9401∠0°	230,9396∠-1,12°
I(A)	180,4220∠-11,48°	180,4219∠-11,49°	180,4220∠-16,67°	180,4220∠-16,67

Tabla 9: Resumen de las magnitudes en el inicio y final de la línea en función del factor de potencia.

### 5.4.1 CAÍDA DE TENSIÓN

A partir de los valores mostrados en la Tabla 9 y el modelo de parámetros distribuidos calculados anteriormente se obtienen los resultados siguientes:

f.p=0,98	f.p=0,958
$\Delta U=0,0146\%$	$\Delta U=0,0188\%$

Tabla 10: Resumen de la caída de tensión en función del factor de potencia.

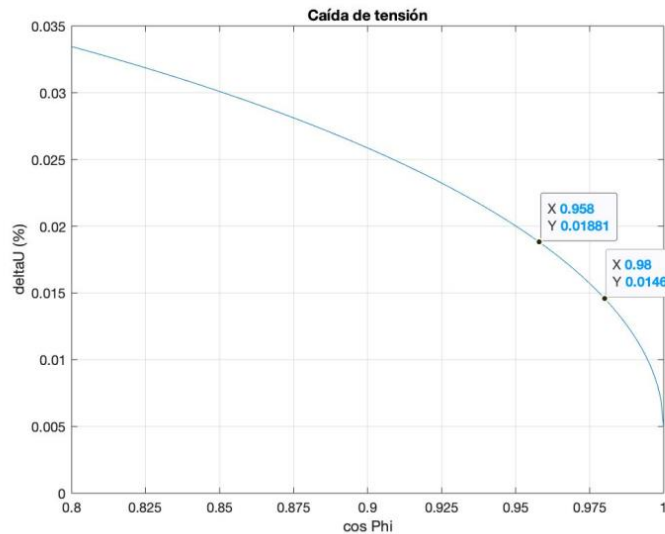


Figura 12: Gráfico de la variación de la caída de tensión en función del factor de potencia.

#### 5.4.2 PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA

De forma análoga a la línea de 66 kV, se obtienen las pérdidas gracias al factor de potencia escogido y los valores de la Tabla 9 como se muestra en la siguiente tabla:

f.p=0,98	f.p=0,958
$\Delta P=0,0048\%$	$\Delta P=0,0049\%$

Tabla 11: Resumen de las pérdidas de potencia en función del factor de potencia.

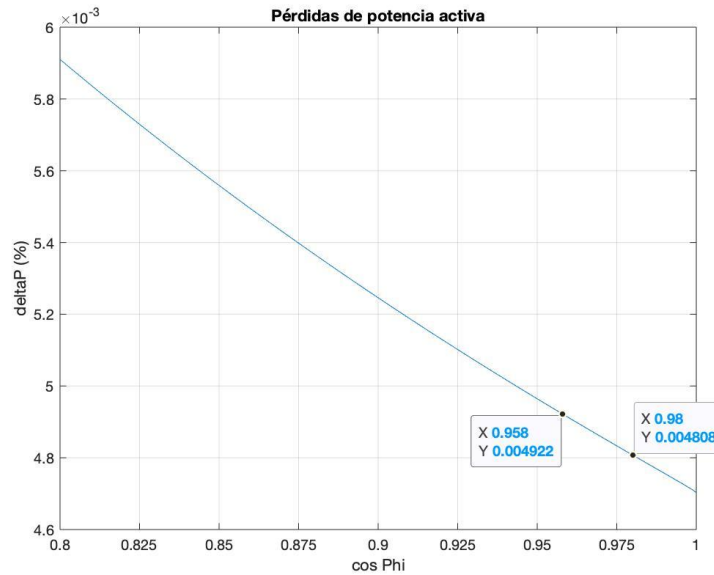


Figura 13: Gráfico de la variación de las pérdidas de potencia en función del factor de potencia.

## 5.5 PUESTA A TIERRA

Tras realizar los cálculos pertinentes, que no son objeto de este proyecto, se ha decidido utilizar un cable de tierra 7N7 y otro cable OPGW para la puesta a tierra con las características que se muestran en las tablas a continuación:

Cable de tierra convencional	
Denominación	7N7 AWG
Sección total (mm <sup>2</sup> )	73,870
Diámetro cable completo (mm)	11,000
Peso del cable (daN/m)	0,491
Carga rotura (daN)	8.645,000
Módulo de elasticidad (daN/mm <sup>2</sup> )	16.170,000
Coefficiente de dilatación lineal (°C <sup>-1</sup> )	13,000 · 10 <sup>-6</sup>

Tabla 12: Resumen de las características del cable de tierra convencional utilizado para la línea de 400 kV.

Cable de fibra óptica	
Denominación	OPGW Tipo II 25 kA

<b>Cable de fibra óptica</b>	
Sección total (mm <sup>2</sup> )	168,86
Diámetro total (mm)	18,00
Peso del cable (daN/m)	0,91
Carga de rotura (daN)	13.352,00
Módulo de elasticidad (daN/mm <sup>2</sup> )	12.279,00
Coefficiente de dilatación lineal (°C <sup>-1</sup> )	14,8·10 <sup>-6</sup>

Tabla 13: Resumen de las características del cable de fibra óptica utilizado para la línea de 400 kV.

## 5.6 AISLAMIENTO

En la siguiente tabla se recogen los niveles mínimos de aislamiento demandados por la normativa ITC 07 en el apartado 13 y la sección 4.4:

<b>Tensión nominal (kV)</b>	400
<b>Tensión más elevada (kV eficaces)</b>	420

Tabla 14: Extracto de la tabla 12 de la sección 4.4 de la ITC 07.

De acuerdo con estos valores y los cálculos de la línea, se muestran a continuación las características de los aisladores escogidos:

Denominación	U160BSP
Paso (mm)	146,0
Diámetro (mm)	320,0
Línea de fuga (mm)	550,0
Carga mecánica (daN)	16.000,0
Unión normalizada IEC - 60120	20,0
Tensión soportada a 50 Hz bajo lluvia (kV)	55,0
Tensión soportada Impulso tipo rayo en seco (kV)	140,0
Peso neto aproximado (kg)	8,3

Tabla 15: Características de los aisladores de la línea de 400 kV.

## Capítulo 6. CÁLCULOS MECÁNICOS

### 6.1 CÁLCULOS MECÁNICOS DE LA LÍNEA DE 66 kV

#### 6.1.1 TRAZADO DE LA LÍNEA

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los apoyos escogidos, cuyo cálculo no es objeto de este proyecto, así como sus coordenadas para su localización geográfica:

N ° Apoyo	Tipo	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>	Z <sub>UTM</sub>
1	CO-33000-E-27	434143,17	4126555,37	718,33
2	CO-3000-24-S1111	434299,15	4126358,46	705,66
3	CO-9000-18-S1111	434468,49	4126144,67	682,88
4	CO-3000-18-S1111	434678,36	4125879,73	701,66
5	CO-3000-30-S1111	434822,65	4125697,58	681,07
6	CO-27000-18-S1111	434991,76	4125484,09	669,49
7	CO-27000-18-S1111	435097,75	4125350,28	656,61
8	CO-33000-E-21	435275,3	4125183,77	636,35
9	IME-PORT-15,8	435284,32	4125137,01	632,86
10	IME-PORT-15,8	435297,96	4125066,3	631,07
PÓRTICO ST CAPARACENA RENOVABLES	P-SC-66	435308,15	4125013,45	631,85

Tabla 16: Resumen de los apoyos de la línea de 66 kV y su localización geográfica.

#### 6.1.2 CIMENTACIONES

Las cimentaciones seleccionadas serán tetrabloque circular con cueva.

N ° Apoyo	Tipo	a (m)	h (m)	b (m)	H (m)	C (m)	C` (m)	Vexc (m <sup>3</sup> )	Vhor (m <sup>3</sup> )
1	CO-33000-E-27	2,35	1,4	3,95	0,8	6,4	6,4	28,44	28,88
2	CO-3000-24-S1111	1,1	0,9	2,25	0,2	5,3	5,3	5,84	5,88
3	CO-9000-18-S1111	1,25	0,9	2,7	0,3	4,85	4,85	7,2	7,28
4	CO-3000-18-S1111	1,1	0,9	2,15	0,2	4,38	4,38	5,6	5,64
5	CO-3000-30-S1111	1,2	0,9	2,25	0,25	6,2	6,2	5,96	6
6	CO-27000-18-S1111	2,1	1,3	3,7	0,65	4,85	4,85	22,2	22,48
7	CO-27000-18-S1111	2,1	1,3	3,7	0,65	4,85	4,85	22,2	22,48
8	CO-33000-E-21	2,35	1,35	3,9	0,85	5,35	5,35	26,84	27,32

N ° Apoyo	Tipo	a (m)	h (m)	b (m)	H (m)	C (m)	C' (m)	Vexc (m <sup>3</sup> )	Vhor (m <sup>3</sup> )
9	IME-PORT-15,8	-	-	-	-	-	-	9,36	9,46
10	IME-PORT-15,8	-	-	-	-	-	-	7,28	7,33

Tabla 17: Resumen de las características dimensionales de las cimentaciones de la línea de 66 kV.

## 6.2 CÁLCULOS MECÁNICOS DE LA LÍNEA DE 400 KV

### 6.2.1 TRAZADO DE LA LÍNEA

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los apoyos escogidos, cuyo cálculo no es objeto de este proyecto, así como sus coordenadas para su localización geográfica:

N ° Apoyo	Tipo	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>	Z <sub>UTM</sub>
Pórtico SET Búcor	P-400-12	434146,69	4126565,2	718,53
Apoyo 1	IME-FL-SC-400-21	434195,76	4126530,82	723,76
Apoyo 2	IME-AL-SC-400-35	434311,71	4126366,65	706,08
Apoyo 3	IME-AN1-SC-400-21	434468,49	4126144,67	682,88
Apoyo 4	IME-AL-SC-400-25	434692,1	4125862,38	703,8
Apoyo 5	IME-AL-SC-400-40	434915,36	4125580,54	671,6
Apoyo 6	IME-AN1-SC-400-26	435097,75	4125350,28	656,61
Apoyo 7	IME-FL-SC-400-21	435275,3	4125183,77	636,35
Apoyo 8	P-400-C-12	435291,24	4125101,03	631,77
Pórtico SET Promotores Caparacena	P-400-15	435307,64	4125015,9	631,85

Tabla 18: Resumen de los apoyos de la línea de 400 kV y su localización geográfica.

### 6.2.2 CIMENTACIONES

Las cimentaciones seleccionadas serán tetrabloque circular con cueva.

N ° Apoyo	Tipo	a (m)	h (m)	b (m)	H (m)	C (m)	C' (m)	Vexc (m <sup>3</sup> )	Vhor (m <sup>3</sup> )
1	P-400-12	2,5	3,58	-	-	-	-	22,38	27,38
2	IME-FL-SC-400-21	3.45	1.20	2.00	4.50	5.632	5.632	70.12	74.73
3	IME-AL-SC-400-35	1.70	0.55	1.05	3.10	6.552	5.379	12.16	13.43
4	IME-AN1-SC-400-21	1.85	0.70	1.00	3.65	5.632	5.632	13.87	15.02
5	IME-AL-SC-400-25	1.5	0.35	1.05	3.1	5.166	3.867	11.24	12.51
6	IME-AL-SC-400-40	1.80	0.60	1.10	3.10	7.244	6.136	13.54	14.94
7	IME-AN1-SC-400-26	1.85	0.70	1.00	3.65	6.632	6.632	13.87	15.02
8	IME-FL-SC-400-21	3.45	1.20	2.00	4.50	5.632	5.632	70.12	74.73

N ° Apoyo	Tipo	a (m)	h (m)	b (m)	H (m)	C (m)	C' (m)	Vexc (m <sup>3</sup> )	Vhor (m <sup>3</sup> )
9	P-400-C-12	2,5	3,58	-	-	-	-	22,38	27,38
10	P-400-15	2,5	3,58	-	-	-	-	22,38	27,38

*Tabla 19: Resumen de las características dimensionales de las cimentaciones de la línea de 400 kV*

## Capítulo 7. ESTUDIO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

### 7.1 ESTUDIO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS DE LA LÍNEA DE 66 kV

En este apartado se mostrarán los resultados obtenidos del cálculo del campo eléctrico y magnético de la línea de 66 kV.

#### 7.1.1 CÁLCULO DEL CAMPO ELÉCTRICO

Las líneas eléctricas generan campos eléctricos a frecuencia industrial, es decir, a 50 Hz en España. La intensidad de dicho campo depende de diversos factores, como el nivel de tensión, la geometría, los tipos de apoyos y el número de conductores, entre otros.

Para su cálculo se recurrirá a la matriz de potenciales de Maxwell, P, utilizada en apartados anteriores:

P =

151.3300	86.5410	34.3673	35.2848	33.5356	33.5034	42.1841
86.5410	151.3300	33.4840	34.3673	33.5034	33.5356	41.4072
34.3673	33.4840	148.7397	83.9509	31.6303	30.7544	32.5196
35.2848	34.3673	83.9509	148.7397	32.5409	31.6303	32.8341
33.5356	33.5034	31.6303	32.5409	145.7124	80.9239	25.7001
33.5034	33.5356	30.7544	31.6303	80.9239	145.7124	25.5410
42.1841	41.4072	32.5196	32.8341	25.7001	25.5410	157.6716

Figura 14: Matriz de potenciales de Maxwell de la línea de 66 kV, expresada en km/ $\mu$ F.

Dicha matriz cumple la siguiente relación:

$$V = P \cdot Q \quad (26)$$

Siendo:

- $V$  = Vector tensiones de los conductores con respecto del suelo.
- $Q$  = Vector densidad de carga lineal de cada conductor.



Se obtiene entonces la densidad de carga lineal del sistema de conductores expresada en  $\mu\text{C}/\text{m}$ :

$$\begin{pmatrix} 0,2290 + 0,0030 \cdot i \\ 0,2258 - 0,0024 \cdot i \\ -0,1153 - 0,1937 \cdot i \\ -0,1183 - 0,1992 \cdot i \\ -0,1171 + 0,2031 \cdot i \\ -0,1203 + 0,1977 \cdot i \end{pmatrix} \mu\text{C}/\text{m}$$

### 7.1.2 CAMPO ELÉCTRICO FUERA DE LOS CONDUCTORES

Este cálculo se realiza para comprobar que el campo que irradia la línea no será perjudicial de ninguna forma para la vida humana.

Teniendo en cuenta la fórmula de la ley de Gauss:

$$\oint_S E \cdot dA = \frac{QA}{\epsilon_0} \quad (27)$$

Se considerará la superficie gaussiana S sobre la que se integra como un cilindro coaxial atendiendo a las características de simetría radial presente en los conductores de la línea.

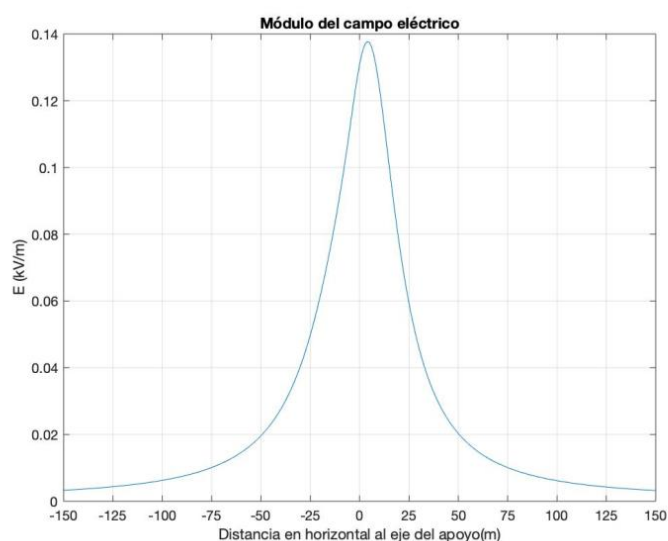


Figura 15: Evolución del campo eléctrico en función de la distancia horizontal a la línea eléctrica de 66 kV.

Como el valor límite de intensidad de campo eléctrico para la frecuencia de 50 Hz es de 5 kV/m (ITC 07), se concluye que la línea de 66 kV no afectará a la seguridad de las personas.

### 7.1.3 EFECTO CORONA

El efecto corona se produce cuando el gas que rodea al conductor se ioniza. Esto ocurre cuando el gradiente de potencial supera el voltaje crítico disruptivo del gas, provocando un estrés que disocia las partículas del fluido en iones. Dicha disociación provoca efectos tanto sonoros como lumínicos, así como una descarga eléctrica alrededor de los conductores [10]. Dicha ionización de las partículas provoca una corriente por el conductor en fase con la tensión que produce pérdidas de potencia activa que se deben evitar

#### 7.1.3.1 Gradiente de campo superficial

El cálculo del efecto corona se hará bajo la premisa de máxima tensión de la línea, que, según la ITC 07, para el caso de la línea de 66 kV, la tensión máxima es 72,5 kV. Es a esta tensión máxima para la cual se calculará el vector densidad de carga lineal.

Se puede adelantar el resultado esperado, ya que en tensiones inferiores a los 66 kV la tensión crítica es casi siempre superior a la máxima posible de la línea y no se produce efecto corona.

Atendiendo a la fórmula  $V = P \cdot Q$  26, anteriormente utilizada en este capítulo, se define el vector densidad de carga lineal a 72,5 kV como:

$$\begin{pmatrix} 0,2516 + 0,0033 \cdot i \\ 0,2480 - 0,0027 \cdot i \\ -0,1266 - 0,2127 \cdot i \\ -0,1300 - 0,2188 \cdot i \\ -0,1286 + 0,2231 \cdot i \\ -0,1322 + 0,2171 \cdot i \end{pmatrix} \mu C/m$$

Atendiendo a la fórmula simplificada de Gauss para un conductor:

$$E_s = \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot r} \quad (28)$$

Siendo:

- $\varepsilon_0$  = Permitividad en el vacío:  $8,8542 \cdot 10^{-12} \text{F/m}$
- $r$  = Radio del conductor

Se obtiene el vector gradiente de potencial sobre la superficie del conductor, cuyo mayor valor absoluto es de 4,25 kV/cm.

### 7.1.3.2 Gradiente de potencial crítico

Se utilizará en este apartado la fórmula de Peek para obtener el gradiente de potencial crítico y se comparará con el gradiente superficial de la línea:

$$E_c = 30 \cdot m_p \cdot \delta \quad (29)$$

Siendo:

- $m_p$  = Coeficiente que recoge tanto la rugosidad del cable y las condiciones atmosféricas (seco/húmedo).
- $E_c$  = Gradiente de potencial crítico medido en kV/cm.
- $\delta$  = Densidad relativa del aire.

La densidad relativa del aire,  $\delta$ , del apartado anterior se calcula de la siguiente manera:

$$\delta = \frac{273+25}{273+\theta_{amb}} \cdot e^{\frac{-h}{8150}} \quad (30)$$

Siendo:

- $\theta_{amb}$  = Temperatura del aire en °C.
- $h$  = Altura de la línea sobre el nivel del mar, en m.

Los valores obtenidos para las diversas condiciones atmosféricas se encuentran recogidos en la siguiente tabla:

Ambiente	Seco	Húmedo
<b>Gradiente crítico (kV/cm)</b>	23,66	18,93

Tabla 20: Resumen de los gradientes de potencial críticos para las diferentes condiciones atmosféricas.

Como se puede ver, el gradiente superficial es mucho más pequeño que el crítico para la aparición del efecto corona y se concluye que las pérdidas por dicho fenómeno en la línea de 66 kV serán nulas.

### 7.1.4 CAMPO MAGNÉTICO

Se emplearán en este apartado las matrices de distancia de la línea, teniendo en cuenta que esta transporta 125 MVA con una corriente media por fase de 1093,47 A.

Aplicando la ley de Biot – Savart para el cálculo del campo magnético:

$$B(T) = \oint_L \frac{\mu_0 \cdot I}{4 \cdot \pi} \cdot \frac{dl \cdot \sin(\alpha)}{r^2} \quad (31)$$

Se utiliza como curva amperiana una circunferencia concéntrica al diámetro del conductor. Realizando la suma vectorial de todos los campos en función de la distancia al eje de la línea se obtiene la siguiente gráfica:

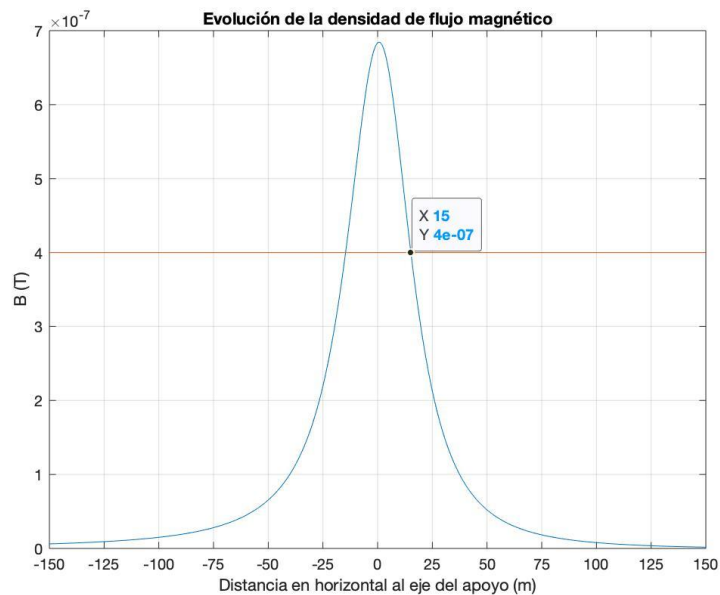


Figura 16: Intensidad del campo magnético en función de la distancia al eje de la línea de 66 kV.

La línea roja mostrada en la figura representa el valor límite 0,4  $\mu\text{T}$  de campo por encima del cual no se puede construir. Dicho valor se extrae de la ITC 07 y se concluye que para esta línea, la distancia mínima entre la misma y cualquier construcción debe ser de 15 m.

## 7.2 ESTUDIO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS DE LA LÍNEA DE 400 kV

### 7.2.1 CÁLCULO DEL CAMPO ELÉCTRICO

De forma análoga al apartado anterior, se muestra la matriz de potenciales de Maxwell de la línea:

P =

144.9362	85.6417	29.3600	28.6241	18.2512	17.9126	31.0569	20.8501
85.6417	144.9362	30.1310	29.3600	18.5993	18.2512	31.2490	21.1535
29.3600	30.1310	144.2309	84.9365	29.3600	28.6241	27.4004	27.1118
28.6241	29.3600	84.9365	144.2309	30.1310	29.3600	27.1118	27.4004
18.2512	18.5993	29.3600	30.1310	144.9362	85.6417	21.1535	31.2490
17.9126	18.2512	28.6241	29.3600	85.6417	144.9362	20.8501	31.0569
31.0569	31.2490	27.4004	27.1118	21.1535	20.8501	160.0575	29.9649
20.8501	21.1535	27.1118	27.4004	31.2490	31.0569	29.9649	160.0575

Figura 17: Matriz de potenciales de Maxwell de la línea de 400 kV, expresada en km/ $\mu\text{F}$ .

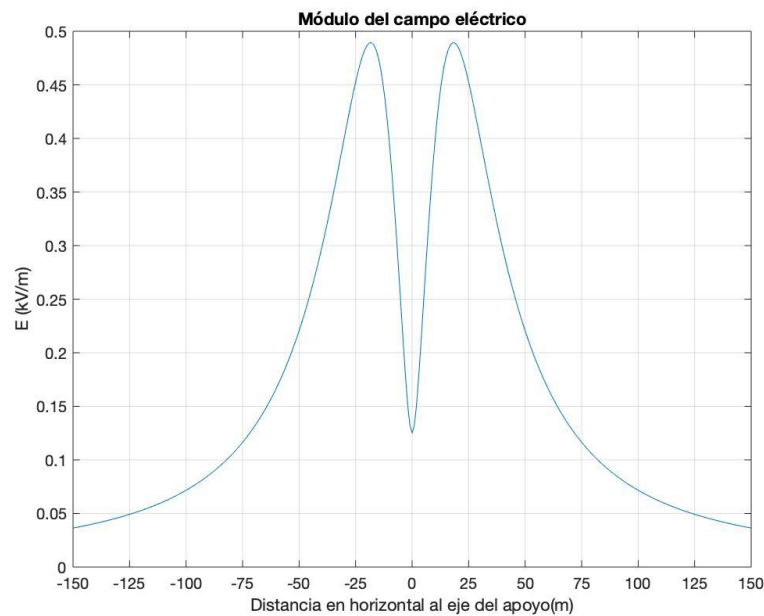
Se obtiene entonces la densidad de carga lineal del sistema de conductores expresada en  $\mu\text{C}/\text{m}$  mediante la fórmula  $V = P \cdot Q$  26, anteriormente mencionada:

$$\begin{pmatrix} 1,249 + 0,114 \cdot i \\ 1,273 + 0,132 \cdot i \\ -0,716 - 1,187 \cdot i \\ -0,670 - 1,213 \cdot i \\ -0,523 + 1,168 \cdot i \\ -0,526 + 1,139 \cdot i \end{pmatrix} \mu\text{C}/\text{m}$$

### 7.2.2 CAMPO ELÉCTRICO FUERA DE LOS CONDUCTORES

Este cálculo se realiza para comprobar que el campo que irradia la línea no será perjudicial de ninguna forma para la vida humana.

Teniendo en cuenta la fórmula  $\oint_S E \cdot dA = \frac{Q_A}{\epsilon_0}$  27, mencionada anteriormente, se considerará la superficie gaussiana S sobre la que se integra como un cilindro coaxial atendiendo a las características de simetría radial presente en los conductores de la línea.



*Figura 18: Evolución del campo eléctrico en función de la distancia horizontal a la línea eléctrica de 400 kV.*

Como el valor límite de intensidad de campo eléctrico para la frecuencia de 50 Hz es de 5 kV/m (ITC 07), se concluye que la línea de 400 kV no afectará a la seguridad de las personas.

### 7.2.3 EFECTO CORONA

#### 7.2.3.1 Gradiente de campo superficial

De forma análoga al apartado anterior y sabiendo que la tensión máxima de la línea para 400 kV será de 420 kV, se obtiene el vector de densidad de carga lineal a dicha tensión máxima gracias a la fórmula  $V = P \cdot Q$  26:

$$\begin{pmatrix} 1,312 + 0,120 \cdot i \\ 1,337 + 0,138 \cdot i \\ -0,751 - 1,246 \cdot i \\ -0,704 - 1,274 \cdot i \\ -0,549 + 1,227 \cdot i \\ -0,552 + 1,196 \cdot i \end{pmatrix} \mu C/m$$

Siguiendo el proceso del apartado anterior mediante la simplificación de la ley de Gauss se ha obtenido un valor de gradiente de campo superficial de 17,68 kV/cm.

### 7.2.3.2 Gradiente de potencial crítico

Como se ha indicado anteriormente, de la fórmula de Peek, ecuación  $E_c = 30 \cdot m_p \cdot \delta$  29, se obtienen los siguientes resultados:

Ambiente	Seco	Húmedo
Gradiente crítico (kV/cm)	23,63	18,91

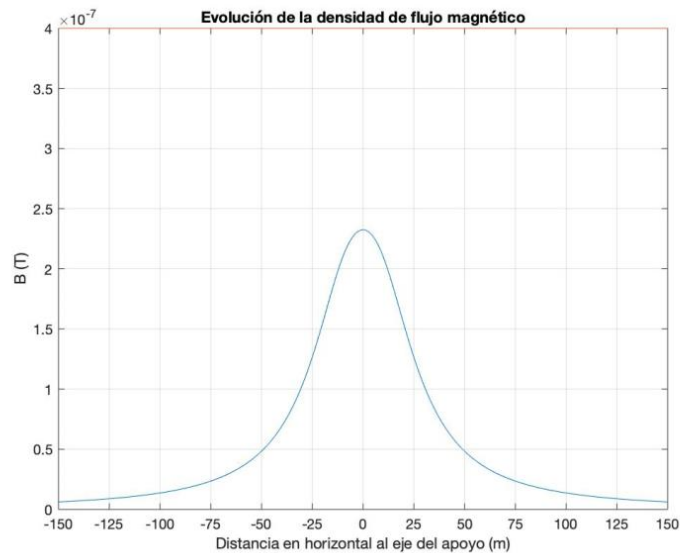
Tabla 21: Resumen de los gradientes de potencial críticos para las diferentes condiciones atmosféricas.

Se concluye que el gradiente de campo superficial es inferior al crítico para ambas condiciones atmosféricas, por lo que no se producirán pérdidas por efecto corona.

### 7.2.4 CAMPO MAGNÉTICO

Se emplearán en este apartado las matrices de distancia de la línea, teniendo en cuenta que esta transporta 125 MVA con una corriente media por fase de 180,42 A.

Tras aplicar la ley de Biot – Savart, si se suman vectorialmente todos los campos magnéticos se obtiene la siguiente gráfica:



*Figura 19: Intensidad del campo magnético en función de la distancia al eje de la línea de 400 kV.*

La línea roja mostrada en la figura representa el valor límite  $0,4 \mu\text{T}$  de campo por encima del cual no se puede construir. Dicho valor se extrae de la ITC 07 y se concluye que para esta línea, no se supera el límite a ninguna distancia, y por tanto no hay restricción para las construcciones.



## Capítulo 8. PRESUPUESTO

### 8.1 PRESUPUESTO DE LA LÍNEA DE 66 KV

#### 8.1.1 MATERIALES DE LA LÍNEA AÉREA

MATERIALES LÍNEA AÉREA			
DESIGNACIÓN	UDS.	P.U. (Euros)	TOTAL (Euros)
CO-27000-18-S1111	2	10.030,50 €	20.061,00 €
CO-3000-18-S1111	1	4.182,00 €	4.182,00 €
CO-3000-24-S1111	1	5.286,00 €	5.286,00 €
CO-3000-30-S1111	1	6.649,50 €	6.649,50 €
CO-33000-E-21	1	11.368,50 €	11.368,50 €
CO-33000-E-27	1	14.487,00 €	14.487,00 €
CO-9000-18-S1111	1	6.207,00 €	6.207,00 €
IME-PORT-15,8	2	15.922,50 €	31.845,00 €
Ud. Puesta a tierra patas separadas normalizada en apoyo tipo zona normal cuatro patas para cuatro patas	10	255,60 €	2.556,00 €
Placa de señalización la instalación.	10	13,40 €	134,00 €
Kg. Cable conductor HAWK (0,977 Kg/m) + suministro a pie de obra.	11489,5	2,75 €	31596,18 €
Amortiguador para conductor HAWK (* estimado)	120	26,76 €	3.211,20 €
Km. Cable de tierra OPGW	1,95	4.100,00 €	7.995,00 €
Amortiguador para Cable de tierra OPGW (* estimado)	20	25,00 €	500,00 €
Km. Cable de tierra 7N7	1,95	1.205,00 €	2.349,75 €
Amortiguador para Cable de tierra 7N7 (* estimado)	20	26,00 €	520,00 €
Ud. Caja de empalme para fibra óptica	0	465,62 €	- €
Ud. Cadena de aislamiento completa - Amarre Doble HAWK	48	247,29 €	11.869,68 €
Ud. Cadena de aislamiento completa - Suspensión Doble HAWK	9	171,34 €	1.542,08 €
Separador para conductor Dx HAWK	107	10,45 €	1.113,91 €
Ud. Herraje biconjunto amarre bajante cable OPGW doble	0	138,46 €	- €
Ud. Herraje biconjunto amarre pasante cable OPGW doble	7	112,25 €	785,75 €
Ud. Herraje suspensión cable OPGW simple	3	65,13 €	195,39 €
Ud. Herraje biconjunto amarre cable 7N7	7	56,20 €	393,40 €
Ud. Herraje suspensión cable 7N7	3	23,05 €	69,15 €
Ud. Suministro de balizas salvapájaros (cada 10 metros en cable tierra - tipo BESP)	190	6,45 €	1.226,31 €
Ud. Suministro de balizas salvapájaros (cada 10 metros en cable tierra - tipo BAGTR)	102	19,78 €	2.024,98 €
<b>TOTAL MATERIALES LÍNEA AÉREA (EUROS)</b>			<b>163.126,20 €</b>

Tabla 22: Presupuesto parcial de los materiales de la línea de 66 kV.

## 8.1.2 MONTAJE

MONTAJE LÍNEA AÉREA			
DESIGNACIÓN	UDS.	P.U. (Euros)	TOTAL (Euros)
CO-27000-18-S1111	2	5.349,60	10.699,20 €
CO-3000-18-S1111	1	2.230,40	2.230,40 €
CO-3000-24-S1111	1	2.819,20	2.819,20 €
CO-3000-30-S1111	1	3.546,40	3.546,40 €
CO-33000-E-21	1	6.063,20	6.063,20 €
CO-33000-E-27	1	7.726,40	7.726,40 €
CO-9000-18-S1111	1	3.310,40	3.310,40 €
IME-PORT-15,8	2	8.492,00	16.984,00 €
Ud. Montaje de Puesta a tierra normalizada en apoyo tipo zona normal cuatro patas	10	389,00	3.890,00 €
Ud. Montaje de Placa de señalización	10	31,50	315,00 €
Km. Tendido S/C circuito conductor Dx-HAWK, regulado, tensado, engrapado y colocación de separadores según proyecto	1,95	16.549,60	32.341,72 €
Ud. Colocación Amortiguador para conductor HAWK (* estimado)	120	33,10	3.972,00 €
Km. Tendido cable de tierra OPGW, regulado según proyecto y engrapado	1,95	5.346,00	10.424,70 €
Ud. Colocación Amortiguador para Cable OPGW (* estimado)	20	33,10	662,00 €
Km. Tendido cable de tierra 7N7, regulado según proyecto y engrapado	1,95	3.566,00	6.953,70 €
Ud. Colocación Amortiguador para Cable 7N7 (* estimado)	20	33,10	662,00 €
Ud. Montaje en apoyo y operaciones ópticas Caja de empalme para fibra óptica.	0	5.346,00	- €
Ud. Montaje cadena de aislamiento completa - Amarre Dx HAWK	48	337,55	16.202,40 €
Ud. Montaje cadena de aislamiento completa - Suspensión Dx HAWK	9	256,46	2.308,10 €
Ud. Montaje herraje biconjunto amarre bajante cable OPGW doble	0	41,00	- €
Ud. Montaje herraje biconjunto amarre pasante cable OPGW doble	7	41,00	287,00 €
Ud. Montaje herraje suspensión cable OPGW simple	3	32,40	97,20 €
Ud. Montaje herraje biconjunto amarre cable 7N7	7	32,45	227,15 €
Ud. Montaje herraje suspensión cable 7N7	3	21,40	64,20 €
Ud. Suministro de balizas salvapájaros (cada 10 metros en cable tierra - tipo BESP) (* estimado)	190	12,45 €	2.367,06 €
Ud. Suministro de balizas salvapájaros (cada 10 metros en cable tierra - tipo BAGTR) (* estimado)	102	8,20 €	839,48 €
P.A. Trabajos auxiliares de montaje. Incluye todos los trabajos necesarios para la culminación del montaje, tales como la utilización de maquinaria de tendido y/o izado especial, protección de cruces con carretera y líneas alta tensión.	1	20.000,00	20.000,00 €
<b>TOTAL MONTAJE LÍNEA AÉREA (EUROS)</b>			<b>154.992,90 €</b>

Tabla 23: Presupuesto parcial del montaje de la línea de 66 kV.

### 8.1.3 OBRA CIVIL

OBRA CIVIL LÍNEA AÉREA			
DESIGNACIÓN	UDS.	P.U. (Euros)	TOTAL (Euros)
m <sup>3</sup> Excavación apoyos en todo tipo de terreno	198,22	132,01 €	26.167,55 €
P.A. Ejecución de nuevos accesos a apoyos. adecuación de accesos existentes y restitución de estos una vez acabado el montaje de los apoyos	1	8.500,00 €	8.500,00 €
m <sup>3</sup> Hormigonado de la cimentación de apoyos con hormigón en masa HM-20 según instrucción EHE. Incluye suministro y vertido de hormigón, confección de las peanas, aportación de encofrados normalizados, aportación y colocación del tubo para posterior salida del cable depuesta a tierra.	201,05	148,42 €	29.839,54 €
<b>TOTAL OBRA CIVIL LÍNEA AÉREA (EUROS)</b>			<b>64.507,09 €</b>

Tabla 24: Presupuesto parcial de la obra civil de 66 kV.

### 8.1.4 PRESUPUESTO GENERAL DE LA LÍNEA DE 66 kV.

Materiales	163.126,20 €
Montaje	154.992,90 €
Obra civil	64.507,09 €
<b>Presupuesto general</b>	<b>382.626,20 €</b>

Tabla 25: Presupuesto general de la línea de 66 kV.

Se concluye que el presupuesto total para la ejecución del proyecto asciende a la cantidad de **TRESCIENTOS OCHENTA Y DOS MIL SEISCIENTOS VEINTISÉIS EUROS CON VEINTE CÉNTIMOS.**

## 8.2 PRESUPUESTO DE LA LÍNEA DE 400 kV

### 8.2.1 MATERIALES DE LA LÍNEA AÉREA

MATERIALES LÍNEA AÉREA			
DESIGNACIÓN	UDS.	P.U. (Euros)	TOTAL (Euros)
IME-FL-SC-400-21	1	29.037,70 €	29.037,70 €
IME-AL-SC-400-35	1	11.483,50 €	11.483,50 €
IME-AN1-SC-400-21	1	16.561,40 €	16.561,40 €
IME-AL-SC-400-25	1	8.185,50 €	8.185,50 €
IME-AL-SC-400-40	1	13.084,90 €	13.084,90 €
IME-AN1-SC-400-26	1	18.858,10 €	18.858,10 €
IME-FL-SC-400-21	1	29.037,70 €	29.037,70 €
P-400-C-12	1	20.400,00 €	20.400,00 €

<b>MATERIALES LÍNEA AÉREA</b>			
<b>DESIGNACIÓN</b>	<b>UDS.</b>	<b>P.U. (Euros)</b>	<b>TOTAL (Euros)</b>
Ud. Puesta a tierra por apoyo / pórtico	8	255,60 €	2.044,80 €
Placa de señalización la instalación.	8	13,40 €	107,20 €
Kg. Cable conductor Rail-AW (1,600 Kg/m) + suministro a pie de obra.	18816,00	2,75 €	51.744,00 €
Separador para conductor Rail	0,11	10,45 €	1,12 €
Amortiguador para conductor Rail (* estimado)	96,00	26,76 €	2.568,96 €
Km. Cable de tierra OPGW	1,96	4.100,00 €	8.036,00 €
Amortiguador para Cable de tierra OPGW (* estimado)	16,00	25,00 €	400,00 €
Km. Cable de tierra 7N7	1,96	1.205,00 €	2.361,80 €
Amortiguador para Cable de tierra 7N7 (* estimado)	16,00	26,00 €	416,00 €
Ud. Caja de empalme para fibra óptica	2,00	465,62 €	931,24 €
Ud. Cadena de aislamiento completa - Amarre doble dúplex	36,00	690,28 €	24.850,08 €
Ud. Cadena de aislamiento completa - Suspensión dúplex	27,00	289,18 €	7.807,86 €
Ud. Herraje biconjunto amarre bajante cable OPGW doble	2,00	138,46 €	276,92 €
Ud. Herraje biconjunto amarre pasante cable OPGW doble	5,00	112,25 €	561,25 €
Ud. Herraje suspensión cable OPGW simple	3,00	65,13 €	195,39 €
Ud. Herraje biconjunto amarre cable 7N7	7,00	56,20 €	393,40 €
Ud. Herraje suspensión cable 7N7	3,00	23,05 €	69,15 €
Ud. Suministro de balizas salvapájaros (cada 10 metros en cable tierra - tipo BESP)	191,10	6,45 €	1.232,60 €
Ud. Suministro de balizas salvapájaros (cada 10 metros en cable tierra - tipo BAGTR)	102,90	19,78 €	2.035,36 €
<b>TOTAL MATERIALES LÍNEA AÉREA (EUROS)</b>			<b>252.681,92 €</b>

Tabla 26: Presupuesto parcial de los materiales de la línea de 400 kV.

## 8.2.2 MONTAJE

<b>MONTAJE LÍNEA AÉREA</b>			
<b>DESIGNACIÓN</b>	<b>UDS.</b>	<b>P.U. (Euros)</b>	<b>TOTAL (Euros)</b>
IME-FL-SC-400-21	1	18.447,48	18.447,48 €
IME-AL-SC-400-35	1	7.295,40	7.295,40 €
IME-AN1-SC-400-21	1	10.521,36	10.521,36 €
IME-AL-SC-400-25	1	5.200,20	5.200,20 €
IME-AL-SC-400-40	1	8.312,76	8.312,76 €
IME-AN1-SC-400-26	1	11.980,44	11.980,44 €
IME-FL-SC-400-21	1	18.447,48	18.447,48 €
P-400-C-12	1	12.960,00	12.960,00 €
Ud. Montaje de Puesta a tierra normalizada en apoyo tipo zona normal cuatro patas	8	389,00	3.112,00 €
Ud. Montaje de Placa de señalización	8	31,50	252,00 €
Km. Tendido S/C circuito conductor DX-RAIL AW, regulado, tensado, engrapado y colocación de separadores según proyecto	1,96	16.549,60	32.437,22 €

<b>MONTAJE LÍNEA AÉREA</b>			
<b>DESIGNACIÓN</b>	<b>UDS.</b>	<b>P.U. (Euros)</b>	<b>TOTAL (Euros)</b>
Ud. Colocación Amortiguador para conductor RAIL (* estimado)	96,00	33,10	3.177,60 €
Km. Tendido cable de tierra OPGW, regulado según proyecto y engrapado	1,96	5.346,00	10.478,16 €
Ud. Colocación Amortiguador para Cable OPGW (* estimado)	16	33,10	529,60 €
Km. Tendido cable de tierra 7N7, regulado según proyecto y engrapado	1,96	3.566,00	6.989,36 €
Ud. Colocación Amortiguador para Cable 7N7 (* estimado)	16	33,10	529,60 €
Ud. Montaje en apoyo y operaciones ópticas Caja de empalme para fibra óptica.	2,00	5.346,00	10.692,00 €
Ud. Montaje cadena de aislamiento completa - Amarre doble dúplex	36,00	257,00	9.252,00 €
Ud. Montaje cadena de aislamiento completa - Suspensión doble dúplex	27,00	125,10	3.377,70 €
Ud. Montaje herraje biconjunto amarre bajante cable OPGW doble	2,00	41,00	82,00 €
Ud. Montaje herraje biconjunto amarre pasante cable OPGW doble	5,00	41,00	205,00 €
Ud. Montaje herraje suspensión cable OPGW simple	3,00	32,40	97,20 €
Ud. Montaje herraje biconjunto amarre cable 7N7	7,00	32,45	227,15 €
Ud. Montaje herraje suspensión cable 7N7	3,00	21,40	64,20 €
Ud. Suministro de balizas salvapájaros (cada 10 metros en cable tierra - tipo BESP) (* estimado)	191	12,45 €	2.379,20 €
Ud. Suministro de balizas salvapájaros (cada 10 metros en cable tierra - tipo BAGTR) (* estimado)	103	8,20 €	843,78 €
P.A. Trabajos auxiliares de montaje. Incluye todos los trabajos necesarios para la culminación del montaje, tales como la utilización de maquinaria de tendido y/o izado especial, protección de cruces con carretera y líneas alta tensión.	1	20.000,00	20.000,00 €
<b>TOTAL MONTAJE LÍNEA AÉREA (EUROS)</b>			<b>197.890,88 €</b>

Tabla 27: Presupuesto parcial del montaje de la línea de 400 kV.

### 8.2.3 OBRA CIVIL

<b>OBRA CIVIL LÍNEA AÉREA</b>			
<b>DESIGNACIÓN</b>	<b>UDS.</b>	<b>P.U. (Euros)</b>	<b>TOTAL (Euros)</b>
m <sup>3</sup> Excavación apoyos en todo tipo de terreno	227,30	132,01 €	30.005,87 €
P.A. Ejecución de nuevos accesos a apoyos. adecuación de accesos existentes y restitución de estos una vez acabado el montaje de los apoyos	1	8.500,00 €	8.500,00 €
m <sup>3</sup> Hormigonado de la cimentación de apoyos con hormigón en masa HM-20 según instrucción EHE. Incluye suministro y vertido de hormigón, confección de las peanas, aportación de encofrados normalizados, aportación y colocación del tubo para posterior salida del cable de puesta a tierra.	247,76	148,42 €	36.772,54 €
<b>TOTAL OBRA CIVIL LÍNEA AÉREA (EUROS)</b>			<b>75.278,41 €</b>

Tabla 28: Presupuesto parcial de la obra civil de la línea de 400 kV.

#### **8.2.4 PRESUPUESTO GENERAL DE LA LÍNEAS DE 400 kV**

Materiales	252.681,92 €
Montaje	197.890,88 €
Obra civil	75.278,41 €
<b>Presupuesto general</b>	<b>525.851,22 €</b>

*Tabla 29: Presupuesto general de la línea de 400 kV.*

Se concluye que el presupuesto total para la ejecución del proyecto asciende a la cantidad de **QUINIENTOS VEINTICINCO MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y UN EUROS CON VEINTIDÓS CÉNTIMOS.**

## Capítulo 9. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

### 9.1 INTRODUCCIÓN A LOS ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible son una serie de hitos que se plantearon en el año 2012 por la Organización de Naciones Unidas para su revisión en el año 2015 y su cumplimiento de cara al año 2030. Se trata de un conjunto de desafíos tanto económicos como sociales, políticos y medioambientales.



*Ilustración 13: Los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: ISGlobal Barcelona.*

### 9.2 ODS 7: ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE

Este es el objetivo de carácter principal en todo el proyecto. En él se describe la importancia del acceso de todos los países a una energía limpia y sostenible que facilite el avance tecnológico y el desarrollo social [11]. Se pretende reflejar la importancia del correcto acceso a una energía sostenible y a la implementación de las fuentes renovables que abarquen campos más extensos que el eléctrico, así como promover la eficiencia energética

con un compromiso estrecho para preservar el medioambiente, reducir la contaminación y establecer unos hábitos de consumo responsables [12].

## **9.3 ODS 8 Y ODS 9**

### **9.3.1 ODS 8**

El Objetivo 8 se titula “Trabajo decente y crecimiento económico”. El presente proyecto tiene un impacto secundario en este objetivo, ya que con la mejora del acceso a una electricidad segura y limpia se consigue también un crecimiento económico.

### **9.3.2 ODS 9**

El Objetivo 9 se titula “Industria, innovación e infraestructura”. Al igual que el anterior, este objetivo está ligado con el ODS 7 ya que el acceso a la energía está estrechamente integrado con la mejora de las infraestructuras y las innovaciones.

## **9.4 ODS 11: CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES**

Este objetivo, también de impacto secundario, está relacionado con el acceso a la electricidad ya que facilita el crecimiento de las ciudades y los núcleos urbanos. Dichos puntos de actividad social son los principales son los principales centros neurálgicos del crecimiento económico, con un fuerte impacto en el PIB a nivel mundial. Sin embargo, también son los principales productores de dióxido de carbono a nivel mundial y toman un papel importante en el éxodo rural de muchas familias en situaciones poco favorecedoras. Dicho éxodo provoca un aumento del número de habitantes en barrios con peores infraestructuras y sistemas de saneamiento. Por ello, este ODS se hace necesario para conseguir que las ciudades sean centros urbanos sostenibles en términos de energía, infraestructuras y saneamiento.



## Capítulo 10. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

En este capítulo se comentarán los resultados obtenidos, así como la comparativa y la conclusión final de ambas líneas.

### 10.1 COMPARATIVA DE CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Se muestran en las siguientes tablas los parámetros obtenidos de ambas líneas:

	Línea de 66 kV	Línea de 400 kV
<b>Zs (Ω/km)</b>	0,0742+0,2979i	0,0307+0,3209i
<b>Yp (μS/km)</b>	3,8039i	3,5574i
<b>Geometría apoyo</b>	Tresbolillo	Capa
<b>Conductor</b>	HAWK	RAIL
<b>Diámetro (mm)</b>	21,80	29,59
<b>P<sub>C</sub> (MW)</b>	15,33	531,50
<b>Z<sub>C</sub> (Ω)</b>	284,20∠-6,99°	301,03∠2,73

Tabla 30: Resumen de los parámetros más relevantes de las líneas.

El primer parámetro que conviene comentar es el de la impedancia serie. La parte resistiva de dicha impedancia varía en función de la temperatura del cable, del tipo de conductor usado y el nivel de carga del mismo. A pesar de que no se puede comparar el nivel de carga de los conductores, cabe destacar que la parte resistiva de la línea de 66 kV resulta mayor ya que la resistencia en continua del conductor tipo HAWK es casi el doble que la del tipo RAIL. La parte inductiva depende fundamentalmente de las distancias y la geometría de los apoyos, por lo que, ya que la línea de 400 kV lleva apoyos en capa, la distancia entre fases es mayor y, por consiguiente, también es mayor la parte inductiva. Este hecho es también relevante para la admitancia paralelo, que varía con la distancia de forma no lineal según se observa en las ecuaciones  $P_{ii} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \ln \frac{2 \cdot H_i}{r_i}$  19,  $P_{ij} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \ln \left( \frac{D_{ij}'}{D_{ij}} \right)$  20, y  $Y_p' = j \cdot \omega \cdot P^{-1}$  21.

La geometría del apoyo tomará especial relevancia a la hora de analizar los campos electromagnéticos, pero cabe destacar que se ha escogido una geometría en capa para la línea de 400 kV que pertenece a la línea de apoyos de la compañía IMEDEXA debido a los esfuerzos de los conductores en las estructuras. Para la línea de menor nivel de tensión se escogen apoyos en tresbolillo, ya que se trata de una línea con simple circuito y las solicitaciones de las estructuras no son elevadas.

Respecto a la elección de los conductores, se diferenciará entre un conductor HAWK para la línea de 66 kV y otro RAIL para la de 400 kV. La elección de uno u otro se debe principalmente a dos hechos, el primero, por la carga que va a soportar dicho conductor con el objetivo de transportar la potencia definida; el segundo, por el efecto corona, donde toma especial relevancia el diámetro del conductor y la separación entre estos para que el fluido que los rodea no se ionice. El hecho de que la línea de 400 kV lleve un conductor con un diámetro mayor que la de 66 kV transportando menos de un quinto de su intensidad es porque en ese nivel de tensión, la tensión crítica para que aparezca efecto corona es inferior a la tensión máxima de la línea, por lo que se aumenta el diámetro del conductor para evitar su aparición.

Respecto a las potencias características de cada una de las líneas, toma especial relevancia el carácter de estas si se comparan con la potencia a transportar. Asumiendo un factor de potencia,  $fp = 0,98$ ; la potencia a transportar por ambas líneas es de 122,5 MW. Para la línea de 66 kV, la potencia característica es de 15,33 MW, valor inferior a la potencia a transportar, por lo que se afirma que esta línea se comportará de manera inductiva, es decir, consumiendo potencia reactiva. Atendiendo a la Figura 20, se puede comprobar cómo este valor asciende a 2,052 Mvar para un factor de potencia de 0,98.

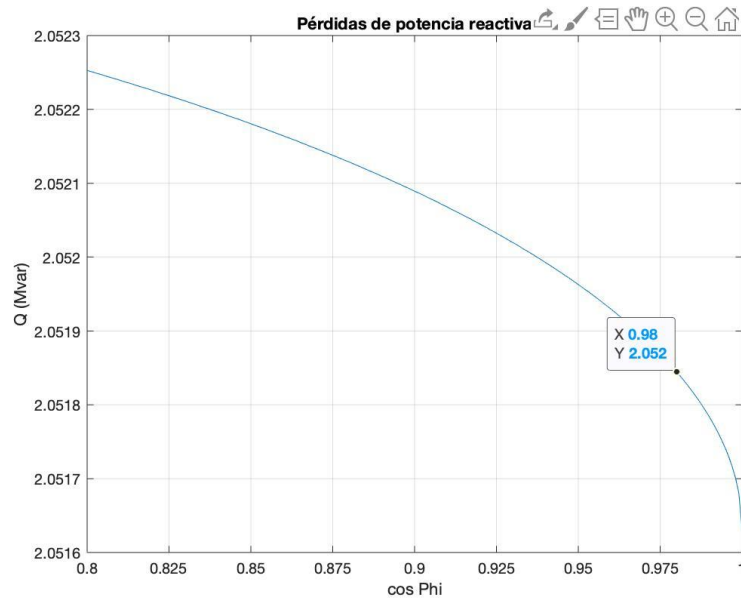


Figura 20: Gráfica del balance de potencia reactiva en función del factor de potencia para la línea de 66 kV.

Si se analiza la línea de 400 kV, se observa que su potencia característica (531,5 MW) es superior a la potencia que se requiere transportar. Comparando ambos valores, se afirma que al línea de 400 kV se comportará de forma capacitiva.

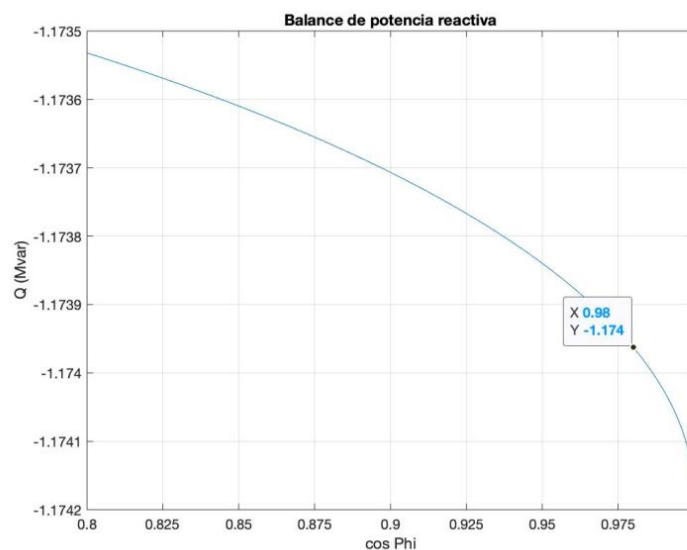


Figura 21: Gráfica del balance de potencia reactiva en función del factor de potencia para la línea de 400 kV.

Atendiendo a la Figura 21, se observa cómo el balance en este caso es negativo, lo que confirma la hipótesis realizada previamente sobre el carácter capacitivo de esta línea.

## 10.2 COMPARATIVA DE CÁLCULOS MECÁNICOS

Para comparar mecánicamente ambas líneas, en un primer enfoque es interesante sintetizar las medidas de los apoyos de mayor tamaño de cada una de ellas. Para ello se muestra la siguiente tabla:

	Línea de 66 kV	Línea de 400 kV
<b>Apoyo escogido</b>	CO-33000-E-27	IME-FL-SC-400-21
<b>Máxima distancia entre fases (m)</b>	7,35	28,20
<b>Máxima distancia horizontal de la estructura (m)</b>	6,20	28,20
<b>Máxima distancia vertical de la estructura (m)</b>	36,30	27,00
<b>Volumen de excavación (m<sup>3</sup>)</b>	28,44	70,12

*Tabla 31: Medidas de los apoyos de mayor tamaño.*

**Nota:** a pesar de que existe un apoyo de la línea de 400 kV con mayor altura útil (IME-FL-SC-400-40), se ha escogido el fijado en la tabla por tener el resto de distancias mucho mayores.

A la luz de los resultados de la tabla, se puede afirmar que el apoyo de mayor tamaño de la línea de 400 kV tiene unas medidas muy superiores a las del apoyo más grande de la línea de 66 kV. Esto es debido principalmente a dos factores: el primero, que el conductor requerido para el mayor nivel de tensión tiene un diámetro mayor y, por tanto, un mayor peso; el segundo, que las sollicitaciones mecánicas que el cable transmite sobre las estructuras son mucho más elevadas para 400 kV, por lo que dichas estructuras deben tener mayor tamaño para poder soportar los esfuerzos requeridos.

A continuación, se adjunta una pequeña tabla con los diferentes pesos de los conductores utilizados:

	Línea de 66 kV	Línea de 400 kV
<b>Tipo de conductor</b>	HAWK	RAIL
<b>Peso (kg/m)</b>	0,977	1,600

Tabla 32: Peso por metro de los conductores utilizados en cada línea.

Se debe tener en cuenta también que, dado que los apoyos de 400 kV tienen un tamaño mayor, el volumen de excavación debe ser también mayor, como se puede ver en la Tabla 31.

### ***10.3 COMPARATIVA DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS***

En el siguiente apartado se compararán las características tanto del campo eléctrico como del magnético de ambas líneas obtenidos en el estudio de campos electromagnéticos.

#### **10.3.1 COMPARATIVA DE CAMPO ELÉCTRICO**

El campo eléctrico depende del nivel de tensión, tal y como se demuestra en la ecuación  $\oint_S E \cdot dA = \frac{Q_A}{\epsilon_0}$  27, por lo que es de esperar que sea más relevante para la línea con un nivel de tensión mayor, es decir, para la de 400 kV. No obstante, cabe comparar las líneas en cuanto a la forma de campo, que vendrá definida por la geometría de los apoyos.

A continuación, se muestra la distribución del campo eléctrico en la línea de menor nivel de tensión:

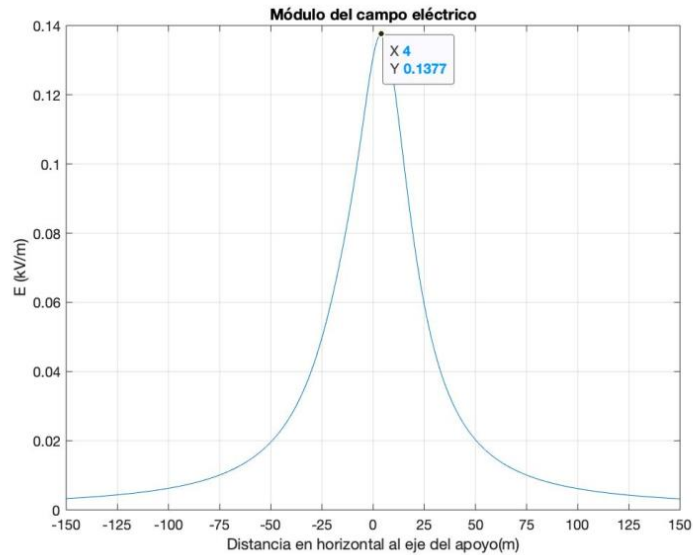


Figura 22: Distribución del campo eléctrico en los alrededores del eje de la línea de 66 kV.

Atendiendo a la figura anterior, destaca especialmente el hecho de que el campo no es simétrico respecto al eje de la línea, que equivale al valor de abscisa cero, sino que el valor máximo del campo se encuentra a cuatro metros hacia la derecha. Esto es debido a la geometría de los apoyos en tresbolillo de esta línea, ya que dos de las tres fases se encuentran hacia el lado derecho, como se puede observar en la Ilustración 14 . Esta distribución de las fases provoca el desplazamiento del campo hacia el lado donde hay mayor número de fases.

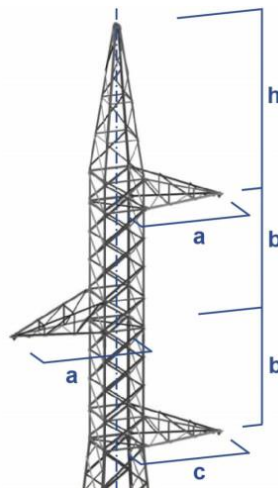


Ilustración 14: Estructura en tresbolillo [1].

Como se había comentado anteriormente y, dado su nivel de tensión, la línea de 400 kV tendrá unos valores de campo eléctrico mucho más relevantes.

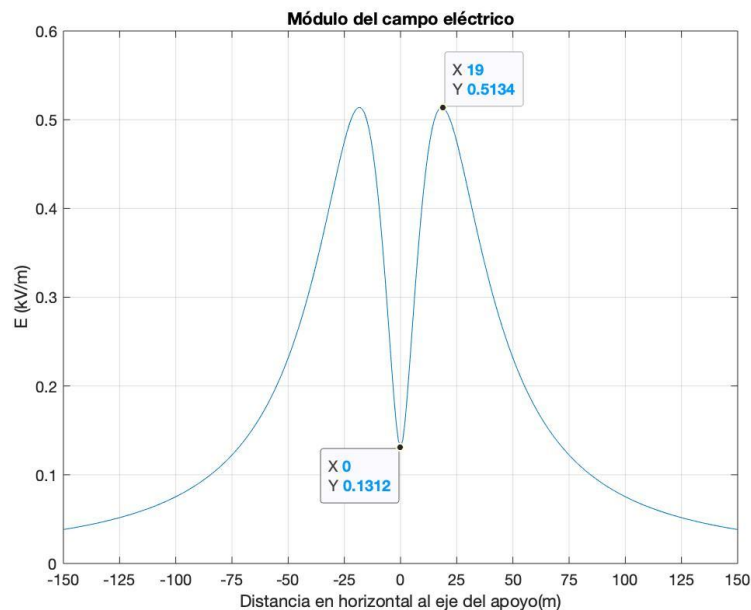
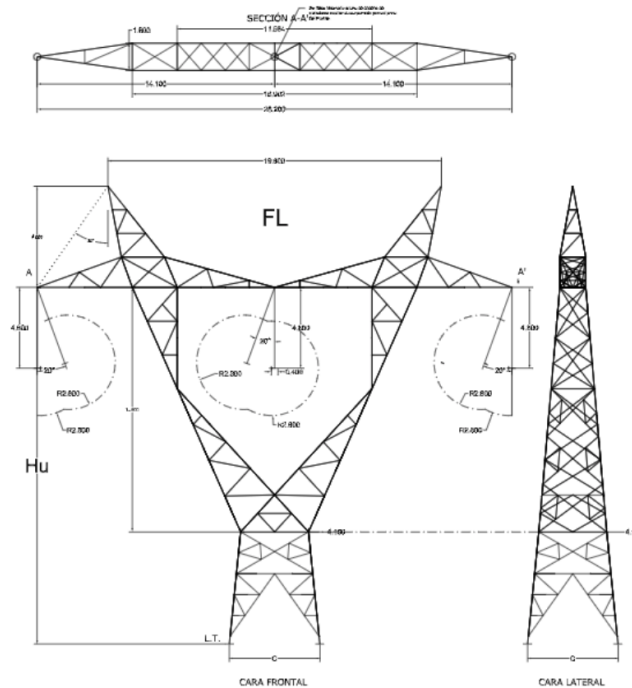


Figura 23: Distribución del campo eléctrico en los alrededores del eje de la línea de 400 kV.

Si se comparan la Figura 23 con la Figura 22 se observa claramente una forma diferente del campo eléctrico. Esto es debido a que la línea de 400 kV tiene una geometría en capa, es decir, que las tres fases forman una línea horizontal en el apoyo. Este hecho provoca un punto de campo con un valor muy inferior. Dicho valor se obtiene del sumatorio de la intensidad de campo de cada una de las tres fases en ese punto, de tal forma que las componentes horizontales de las fases R y T se anulan, pero las componentes verticales del campo no pueden anularse ya que el módulo del vector distancia desde dicho punto hasta cada una de las fases nunca va a ser igual para las tres. Cabe destacar también el valor de campo a los 150 metros de distancia del eje de la línea. Mientras que para la línea de 66 kV dicho punto toma un valor inferior a 0,005 kV/m; para la línea de mayor nivel de tensión este valor es aproximadamente 0,05 kV/m, lo cual es diez veces superior. Se obtiene como conclusión que en la línea de 400 kV, el campo eléctrico se anula más lentamente, ya que la mayor distancia entre fases es muy significativa en el eje horizontal, que es el eje en el que se analiza la extinción del campo. Para la línea de 66 kV, la mayor distancia entre fases se

encuentra en el eje vertical, de tal forma que la componente horizontal del campo se anulará más rápidamente.



*Ilustración 15: Estructura en capa [2].*

A modo de conclusión, en la siguiente tabla se pueden observar los valores máximos de campo eléctrico obtenidos para cada una de las líneas:

	Línea de 66 kV	Línea de 400 kV
Valor máximo de E (kV/m)	0,138	0,514

*Tabla 33: Comparativa de los máximos valores obtenidos para el campo eléctrico.*

Tal y como se deducía en el inicio de este apartado, se concluye que el valor de campo eléctrico mayor se obtiene para la línea de 400 kV, siendo este casi cinco veces superior al obtenido para la línea de 66 kV.



### 10.3.2 COMPARATIVA DE CAMPO MAGNÉTICO

Tal y como se plantea en la ecuación  $B(T) = \oint_L \frac{\mu_0 \cdot I}{4 \cdot \pi} \cdot \frac{dl \cdot \sin(\alpha)}{r^2}$  31, utilizada con anterioridad, el campo magnético está relacionado con la intensidad que recorre los conductores de la línea. Es de esperar, aún sin haber realizado cálculos, que el campo magnético alcance un mayor valor en la línea de mayor intensidad, es decir, en la línea de 66 kV.

A continuación, se muestra la gráfica de campo magnético obtenida para la línea de 66 kV:

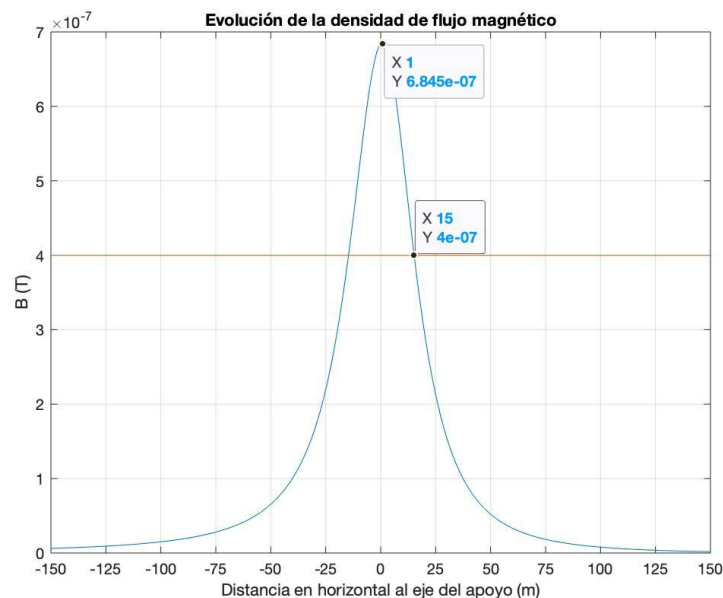


Figura 24: Distribución del campo magnético en los alrededores del eje de la línea de 66 kV.

En la figura anterior se observa cierto desplazamiento hacia la derecha, ya que por la geometría del apoyo en tresbolillo, dos de las tres fases están situadas hacia ese lado.

En rojo se marca la línea que implica el valor límite de campo magnético permitido para la seguridad de las personas (0,4 μT), por debajo del cual se puede construir alrededor de la línea. Para la línea de 66 kV, la distancia mínima al eje para cualquier construcción es de 15 metros, ya que, dado que el campo magnético depende del inverso de la distancia al cuadrado, cuanto más lejos del eje se analice el campo, menor será el valor de este.

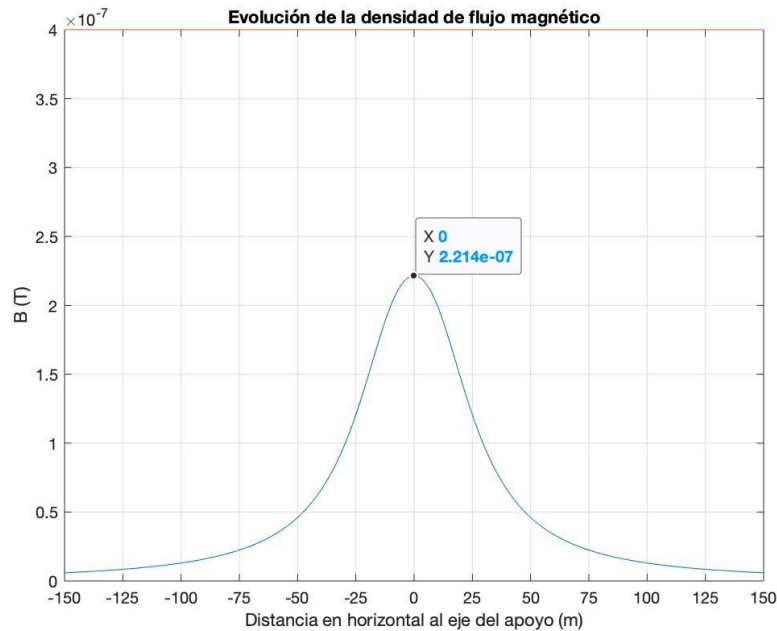


Figura 25: Distribución del campo magnético en los alrededores del eje de la línea de 400 kV.

Como era de esperar, el campo magnético de la línea de 400 kV es muy inferior al de 66 kV, ya que la intensidad es inversamente proporcional a la tensión.

Se observa que es simétrico respecto al eje de la línea, ya que el apoyo utilizado también tiene las fases orientadas de forma simétrica al eje.

A modo de conclusión, se adjunta una tabla con los valores máximos obtenidos de las gráficas de campo magnético de ambas líneas:

	Línea de 66 kV	Línea de 400 kV
<b>Valor máximo de B (<math>\mu\text{T}</math>)</b>	0,685	0,221
<b>Mínima distancia de seguridad</b>	15,000	0,000
<b>Intensidad por cada fase (A)</b>	1093,466	180,422

Tabla 34: Comparativa de los máximos valores obtenidos para el campo magnético.

Cabe destacar que los valores obtenidos no varían de forma lineal con la intensidad por fase. Esto ocurre porque el campo magnético, además de depender linealmente de la intensidad, depende de forma inversa de la distancia entre fases al cuadrado. Ya que en la

línea de 66 kV la distancia entre fases es menor, la diferencia entre los valores máximos es más acusada.

#### **10.4 COMPARATIVA DE PRESUPUESTOS**

En este apartado se compararán los costes de los materiales, el montaje, y la obra civil de ambas líneas. Para dicha comparativa, se muestran a continuación los presupuestos generales:

Materiales	163.126,20 €
Montaje	154.992,90 €
Obra civil	64.507,09 €
<b>Presupuesto general</b>	<b>382.626,20 €</b>

*Tabla 35: Presupuesto general de la línea de 66 kV.*

Materiales	252.681,92 €
Montaje	197.890,88 €
Obra civil	75.278,41 €
<b>Presupuesto general</b>	<b>525.851,22 €</b>

*Tabla 36: Presupuesto general de la línea de 400 kV.*

Para la comparativa de los materiales y montaje, cabe destacar que para la línea de 66 kV, el conductor de elección ha sido un LA – 280 HAWK, mientras que para la línea de 400 kV, el conductor seleccionado ha sido un LA – 510 RAIL. Dichas elecciones explican gran parte de las diferencias entre presupuestos.

Si se analiza cada uno de los apartados por separado, en concepto de materiales, la mayor diferencia se obtiene en el precio por kilogramo de los conductores, ya el peso del conductor RAIL (1,521 kg/m) es un 56% mayor que el peso del conductor HAWK (0,977 kg/m). Respecto al coste de montaje, la diferencia sustancial se debe a que, tanto los apoyos, como el tipo de conductor de la línea de 400 kV son de mayor tamaño y más pesados, lo que encarece este apartado porque su manipulación será más costosa.

Para la obra civil se va a tener en cuenta principalmente el volumen excavado y el hormigonado requerido para las cimentaciones, para lo que se muestra la siguiente tabla:

	Línea de 66 kV	Línea de 400 kV
<b>Volumen de excavación (m<sup>3</sup>/km)</b>	101,65	115,97
<b>Volumen de hormigonado (m<sup>3</sup>/km)</b>	103,1	126,41

*Tabla 37: Volumen de excavación y hormigonado por kilómetro de línea.*

Tal y como se puede ver en la tabla anterior, el volumen que requieren los apoyos de 400 kV es mucho mayor. Esto se debe principalmente a dos razones: la primera, porque la puesta de tierra de dicha línea debe ir más profunda y la segunda, porque los apoyos de 400 kV son mucho mayores para soportar las sollicitaciones técnicas requeridas.

De forma resumida se concluye que, ya que los elementos requeridos para la construcción y puesta en funcionamiento de la línea de 400 kV son más pesados, con mayor precio y mayor tamaño, la línea con mayor nivel de tensión requiere de un presupuesto más elevado; no obstante, ya que la planta de generación es de 30 kV y la red a la que se vierte la potencia es de 400 kV, si se opta por una línea de 66 kV, se debe colocar un transformador elevador 66/400 kV que tiene un precio aproximado de medio millón de euros, por lo que los presupuestos generales finalmente quedarían de la siguiente forma:

	Línea de 66 kV	Línea de 400 kV
<b>Presupuesto general (€)</b>	882.626,20*	525.851,22

*Tabla 38: Presupuesto general de ambas líneas tras añadir el precio del transformador.*

*\*El precio del transformador es estimado, no exacto.*

## **10.5 CONCLUSIÓN**

Analizando todos los aspectos comentados a lo largo de este capítulo, y tras haber realizado un estudio cuidadoso de los parámetros de ambas líneas, se concluye que, tanto técnica como económicamente, la mejor elección sería escoger la línea de 400 kV, ya que se obtienen menores pérdidas de potencia, menor caída de tensión y el costo es menor si se tiene en cuenta que no haría falta colocar un transformador elevador.

## Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] IMEDEXA, “Catálogo general de apoyos y cimentaciones 2012”.
- [2] “400 kV Geometrías Básicas Líneas SC Capa”.
- [3] “electrificar | Definición | Diccionario de la lengua española | RAE - ASALE.”  
<https://dle.rae.es/electrificar?m=form> (accessed Jan. 30, 2021).
- [4] “Historia de la fotovoltaica en España: desde sus inicios en 1984 a sus objetivos para 2030 – El Periodico de la Energía | El Periodico de la Energía con información diaria sobre energía eléctrica, eólica, renovable, petróleo y gas, mercados y legislación energética.”  
<https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/> (accessed Feb. 01, 2021).
- [5] “La fotovoltaica ilumina el camino hacia la transición energética | Red Eléctrica de España.”  
<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/especial/2020/04/la-fotovoltaica-ilumina-el-camino-hacia-la-transicion-energetica> (accessed Feb. 01, 2021).
- [6] Francisco M. Echevarren Cerezo & Andrés Diego Díaz Casado, “Parámetros y Modelos de Líneas Eléctricas,” 2019.
- [7] SectorElectricidad, “Tipos de estructuras para Alta, Media y Baja Tensión | Sector Electricidad | Profesionales en Ingeniería Eléctrica.”  
<http://www.sectorelectricidad.com/5612/tipos-de-estructuras-para-alta-media-y-baja-tension/> (accessed Feb. 03, 2021).
- [8] P. R. Herrerías, “Líneas Eléctricas Tema 8 : Líneas con cable aislado,” 2021.
- [9] F. M. Echavarren and A. D. Díaz Casado, “AMPLIACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 4º GITI Apuntes sobre Parámetros y Modelos de Líneas Eléctricas.”

- 
- [10] “Efecto Corona: definición, causas y prevención - Fallas eléctricas TECSA.”  
<https://www.tecsaqro.com.mx/blog/efecto-corona-definicion-causas-y-prevencion/>  
(accessed Jun. 05, 2021).
- [11] Naciones Unidas, “Energía – Desarrollo Sostenible.”  
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/> (accessed Jan. 30, 2021).
- [12] Factorenergía, “¿Qué es la eficiencia energética? | Factorenergia.”  
<https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/que-es-la-eficiencia-energetica/> (accessed Jan. 30, 2021).