



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

## MASTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MASTER

**Optimización técnica y económica para la  
interconexión de dos parques eólicos en México,  
incluyendo CAPEX y OPEX durante la vida de la  
planta.**

Autor: Jaime Fdez-Kelly Rodriguez-Marques

Director: Julio Rafael Portillo Garcia

Madrid, Agosto 2021



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

### Contenido

1.	Introducción .....	22
1.	Estado de la cuestión .....	22
2.	El tema del proyecto .....	26
3.	Objetivos del proyecto .....	27
4.	Organización del documento .....	27
2.	Estudio de viento.....	28
3.	Cálculos eléctricos conexión aérea .....	29
1.	Características de la línea.....	30
2.	Efecto corona .....	33
3.	Parámetros de la línea .....	35
4.	Aisladores .....	37
5.	Herrajes .....	42
6.	Puestas a tierra.....	42
7.	Cables de guardia .....	49
4.	Cálculos eléctricos conexión subterránea + aérea.....	49
1.	Características generales del tramo subterráneo .....	49
2.	Características de los materiales.....	50
3.	Apoyo paso aéreo-subterráneo .....	53
4.	Características generales de la instalación.....	53
5.	Cálculos eléctricos del tramo aéreo conexión subterránea.....	59
5.	Estudio financiero .....	60
6.	Alineación ODS.....	64
7.	Conclusiones.....	65
8.	Referencias.....	66
9.	Pliego.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
10.	Hojas de calculo.....	80



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

### Ilustraciones:

Ilustración 1: Esquema de un parque eólico (Fuente: Greenpeace).....	22
Ilustración 2:Potencia acumulada instalada en Diciembre 2014 (Fuente: GWEC) .....	23
Ilustración 3:LCOE mercado energetico.....	24
Ilustración 4: Capacidad instalada de generación eólica en México.....	25
Ilustración 5: temperaturas y precipitaciones anuales en la provincia de San Luis de Potosí....	26
Ilustración 6: Curva de Potencia [MW] vs Velocidad del viento[m/s] .....	28
Ilustración 7: distribución Weibull .....	29
Ilustración 8: Efecto Corona .....	33
Ilustración 9:Efecto en la corriente del conductor ante variaciones de temperatura.....	35
Ilustración 10: Tensiones más elevadas correspondientes a las tensiones de red.....	38
Ilustración 11: tensión de puesta a tierra .....	38
Ilustración 12: Gama de aisladores .....	39
Ilustración 13: Catalogo de aisladores .....	40
Ilustración 14: Cadena de aisladores .....	41
Ilustración 15:Resistividad termica del terreno en funcion de la naturaleza y humedad .....	45
Ilustración 16: tensión de falta vs duración de la falta .....	46
Ilustración 17: Puesta a tierra en apoyos.....	47
Ilustración 18:Botella terminal.....	51
Ilustración 21:Autovalvulas .....	51
Ilustración 22: Explicacion Cross-Bonding.....	52
Ilustración 21:Empalme .....	52
Ilustración 22: Caída de tensión en función del $\cos(\phi)$ .....	56
Ilustración 23:Potencia maxima.....	57
Ilustración 24:Intensidad maxima.....	58
Ilustración 25:comparación de inversión y gastos de O&M .....	62
Ilustración 26:Comparación de pérdidas de potencia .....	62
Ilustración 27:Perdidas tramo subterráneo y aéreo .....	63
Ilustración 28:Perdidas Aéreas.....	63



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

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

El autor D. Jaime Fdez-Kelly

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Optimización técnica y económica para la interconexión de dos parques eólicos en México, incluyendo CAPEX y OPEX durante la vida de la planta, 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.



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

- 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 .....30..... de .....agosto..... de .....2021.

**ACEPTA**

Fdo.....

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



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
Optimización técnica y económica para la interconexión de dos parques  
eólicos en México, incluyendo CAPEX y OPEX durante la vida de la planta, en  
la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2020-2021 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.: Jaime Fernandez-Kelly

Fecha: 30/08/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

PORTILLO  
GARCIA JULIO  
RAFAEL -  
51650551A

Firmado digitalmente por PORTILLO  
GARCIA JULIO RAFAEL - 51650551A  
Nombre de reconocimiento (DN):  
c=ES,  
serialNumber=IDCES-51650551A,  
givenName=JULIO RAFAEL,  
sn=PORTILLO GARCIA, cn=PORTILLO  
GARCIA JULIO RAFAEL - 51650551A  
Fecha: 2021.08.31 08:02:24 +02'00'

Fdo.: Julio Rafael Portillo García

Fecha: 31/08/2021



### **Optimización técnica y económica para la interconexión de dos parques eólicos en México, incluyendo CAPEX y OPEX durante la vida de la planta.**

Autor: Fernández-Kelly, Jaime.

Director: Portillo Garcia, Julio Rafael

#### RESUMEN DEL PROYECTO:

##### ▪ **Introducción**

La energía eólica es una forma de energía solar indirecta. El viento es creado por el calentamiento desigual de la superficie terrestre, y la diferencia entre la temperatura y la presión atmosférica provoca el movimiento de masas de aire. La energía cinética del viento se puede convertir en energía útil, tanto mecánica como eléctrica.

Una turbina eólica que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. Una red de captación que conecta los aerogeneradores entrantes. Una subestación que eleva la tensión, la conecta a la red eléctrica y suministra la energía generada hasta el punto de consumo.

Entrando un poco en el contexto de las estaciones de energía eólica, en la década de 1980, el desarrollo comercial de turbinas eólicas de primera generación de 50 a 100 kW comenzó como una contramedida contra el impacto ambiental de la crisis del petróleo y el uso de combustible de la década de 1970.

Las innovaciones tuvieron lugar a mediados de la década de 1990, con el tamaño más común de las turbinas eólicas alrededor de 500 kW, que evolucionaron rápidamente a turbinas de más de 1 MW. En el 2000, la energía eólica terrestre estaba técnicamente próxima a la madurez, con una capacidad eólica terrestre máxima de,5 MW, una altura de torre de más de 120 my un diámetro de rotor de más de 125 m. Aunque, el más utilizado actualmente es el de 3 MW.

A pesar de la crisis económica mundial, la energía eólica sigue siendo líder en tecnología de energías renovables en cuanto a instalaciones e inversiones energéticas.

En 2008, el 80% de las instalaciones de aerogeneradores estaban en Europa y Estados Unidos. No obstante, en los últimos años, la situación mundial se ha convertido en la siguiente.

En términos de distribución geográfica, el crecimiento está en China, Estados Unidos y Alemania, aunque el sector se está desacelerando debido a la crisis y el acceso a la financiación.

Según diferentes grupos industriales, a mediados del siglo XXI, se estima que la energía eólica podrá cubrir hasta el 30% del consumo eléctrico mundial. Estos pronósticos se basan principalmente en el desempeño de mercados clave en China e India, donde los parques eólicos están creciendo significativamente.



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

Esto se debe principalmente a que la energía eólica ofrece una clara ventaja competitiva sobre otras tecnologías renovables tradicionales.

Los recursos eólicos se generan a partir de fenómenos atmosféricos provocados por el sol, proporcionando una fuente inagotable de emisiones y contribuyendo a la mitigación de los efectos invernadero y el cambio climático, por lo que debería ser un reclamo sin ninguna dificultad.

Pero quizás las condiciones fluctuantes del viento son el mayor inconveniente de este tipo de sistema. Por ello, se debe tener un buen conocimiento de los recursos eólicos en para oportuna.

A pesar de las dificultades, la energía eólica es actualmente la energía renovable más competitiva en la mayoría de los mercados mundiales, y algunos mercados disputan directamente con las centrales eléctricas tradicionales (sin subsidios ni incentivos).

LCOE (Balance de coste de la energía) es un parámetro utilizado en este campo de construcción, construcción y operación por megavatio hora en el ciclo de vida y autofinanciamiento de plantas de producción de energía.

Permite comparar precios unitarios de acuerdo con la vida útil económica de diferentes tecnologías. En otras palabras, asumimos que la cifra del costo de producción es firme, tomando en cuenta los costos que enfrentan los inversionistas en precios estables de la electricidad. Es decir, determina los costos en ausencia de riesgos de mercado o tecnológicos, como se muestra en la Figura 3. Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), se acercan bastante a la realidad de un mercado monopolista regulado, pero son distorsionado en el mercado de la electricidad liberalizado.

Económicamente, la inversión en energía limpia se ha quintuplicado desde 2000, tiempo durante el cual la inversión en energía total se ha duplicado. La inversión en energía limpia aumentó un 16% en 2018 en comparación con 2013.

El mercado eléctrico mexicano se ha transformado desde que se liberalizó como mercado eléctrico mayorista. El mercado de la electricidad liberalizado representa una oferta más amplia en este sector. Hoy, las empresas pueden convertirse en productoras, proveedoras y comercializadoras de electricidad directamente con clientes que deben ser usuarios calificados del MEM. Al hacerlo, cumple uno de los objetivos (del MEM) al aumentar la competencia y ofrecer opciones adicionales a la Comisión Federal de Electricidad. (CFE). Teniendo en cuenta que desde que todos tenemos solo electricidad en nuestros hogares, estamos involucrados indirectamente en el MEM. Con excepción del consumo interno, el único proveedor es CFE Basic Supply.

Además, la producción de energía es una de las actividades económicas más importantes de México, con aproximadamente el 56% del presupuesto anual asignado a proyectos de energía. Este país ocupa el noveno lugar en el mundo en reservas de petróleo en las Américas y el cuarto en reservas de gas natural. Aunque es uno de los productores de petróleo más grandes del mundo, su producción está cayendo, sigue siendo el principal impulsor de la economía mexicana, generando alrededor del 16% de sus ingresos de exportación anualmente.



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

### ▪ Metodología

Primero se localiza el emplazamiento mas optimo, realizando un estudio de las zonas de viento, clima, así como de la vegetación, geografía del terreno. Se realiza el trazado de la línea cuidando las zonas de exclusión, debido a la existencia de reservas naturales.

Se hace un estudio de viento para para obtener la distribución de potencia en función de la frecuencia d ela velocidad del viento

Después, se hace un estudio eléctrico para decidir el cableado, en media y en alta tensión, se estudia su viabilidad y perdidas energéticas.

Se realiza por último un estudio de costes, así como un estudio económico de gastos, en construcción, pérdidas y ganancias energéticas a 25 años vista.

A tendiendo a lo expuesto, se da cabida al estudio entre la interconexión de dos parques eólicos , Dominica 1 y Dominica 2, con la subestación Primero de Mayo. Se valoraran dos opciones para esta interconexión: línea aérea de 400kv o línea subterránea de 220 kv entre los parques y una conexión aérea de 400kv entre el centro de transformación y la subestación.

### ▪ Resultados

Tras realizar los cálculos de perdidas eléctricas en un año se hace un estudio de inversión, así como de operaciones y mantenimiento. Un estudio de inversión en la energía eólica, y de los gastos de operación y mantenimiento que conllevan las distintas estaciones, con el fin de comparar las pérdidas y ganancias.

A continuación, se muestran las distintas tablas con los cálculos en los que se hayan los costes según el BOE-A-2011-3693, y las gráficas en las que se muestran las pérdidas y ganancias generadas, según se realizase el tramo subterráneo, o subterráneo + aéreo.

<b>Inversion de capital</b>	Coste variable	uds	Coste fijo	Total
Línea aérea	317320	€/km línea	575662	25326622
Convencional 400 kV, 50 kA, todas las configuraciones			1214288	1214288
Reactancias (400 ó 220 kV)	15813	€/MVar		6325200
Condensadores (400 ó 220 kV)	2001	€/MVar		800400
			Total M€	33.66651



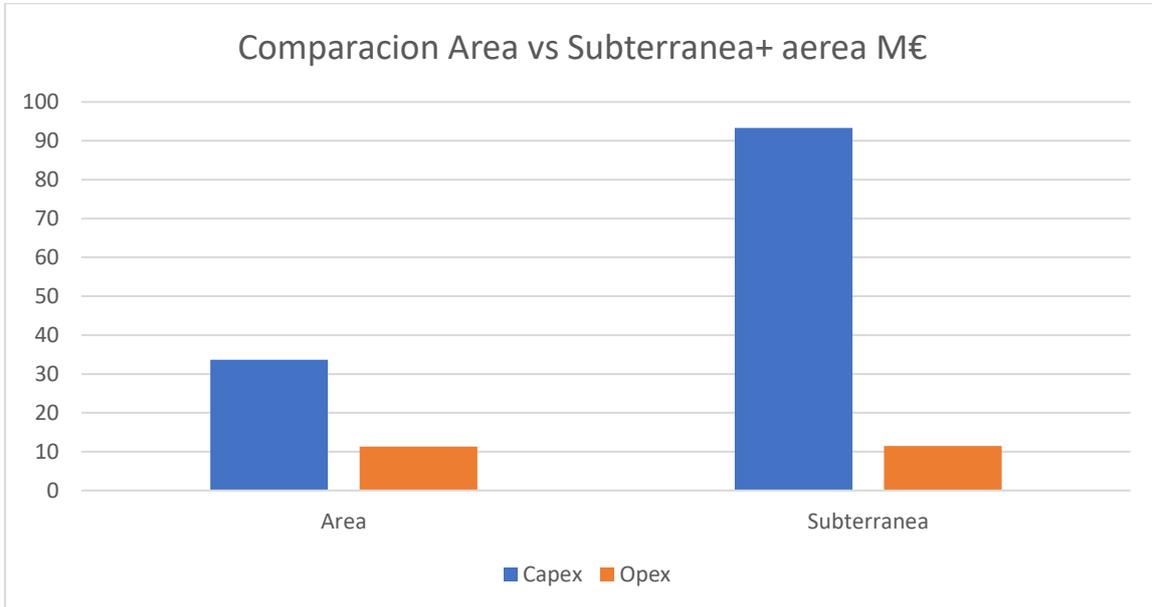
# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

Gastos de Operación y mantenimiento	Coste variable	uds	Total
Línea aérea	4082	€/km circuito	318396
Condensadores	10	€/MVar	4000
Reactancias	15	€/MVar	6000
convencional 400	82944	€	82944
		Total M€	0.41134

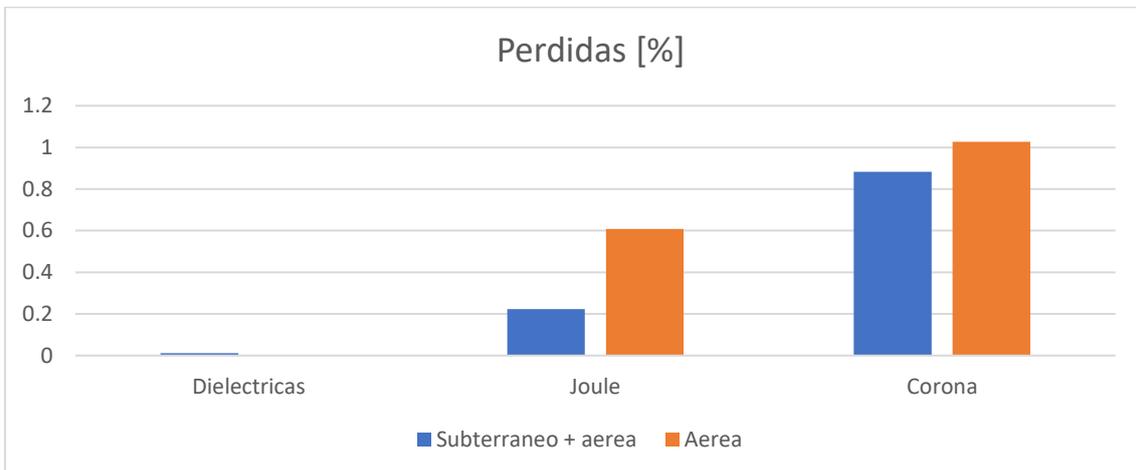
Inversión de capital subterránea+aérea	Coste variable	uds	Coste fijo €	Total
línea subterránea sección > 25000mm <sup>2</sup>	5174738	€/km línea		56922118
trafo 400/220	9994	€/MVA		3997600
línea aérea	317320	€/km línea	575662	22470742
Convencional 400 kV, 50 kA, todas las configuraciones			1214288	1214288
Blindada 220 kV, 50 kA, en intemperie, todas las configuraciones, con fluoductos			1576154	1576154
Reactancias (400 ó 220 kV)	15813	€/MVar		6325200
Condensadores (400 ó 220 kV)	2001	€/MVar		800400
			Total M€	93.306502

Gastos de Operación y mantenimiento subterránea+aérea	Coste variable	uds	Total
LÍNEA AÉREA	4082	€/km circuito	281658
LÍNEA SUBTERRÁNEA	2101	€/km circuito	23111
trafo	246	€/MVA	98400
Condensadores	10	€/MVar	4000
Reactancias	15	€/MVar	6000
Blindada 220	43046	€	43046
convencional 400	82944	€	82944
		Total M€	0.539159

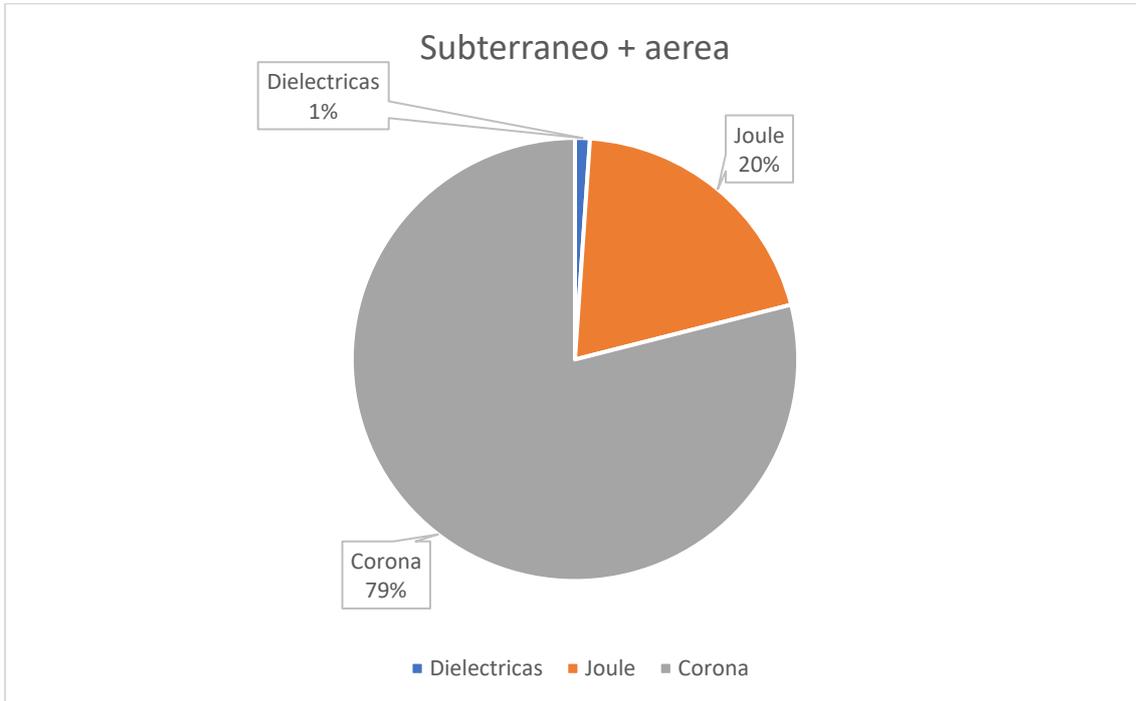


*comparación de inversión y gastos de O&M*

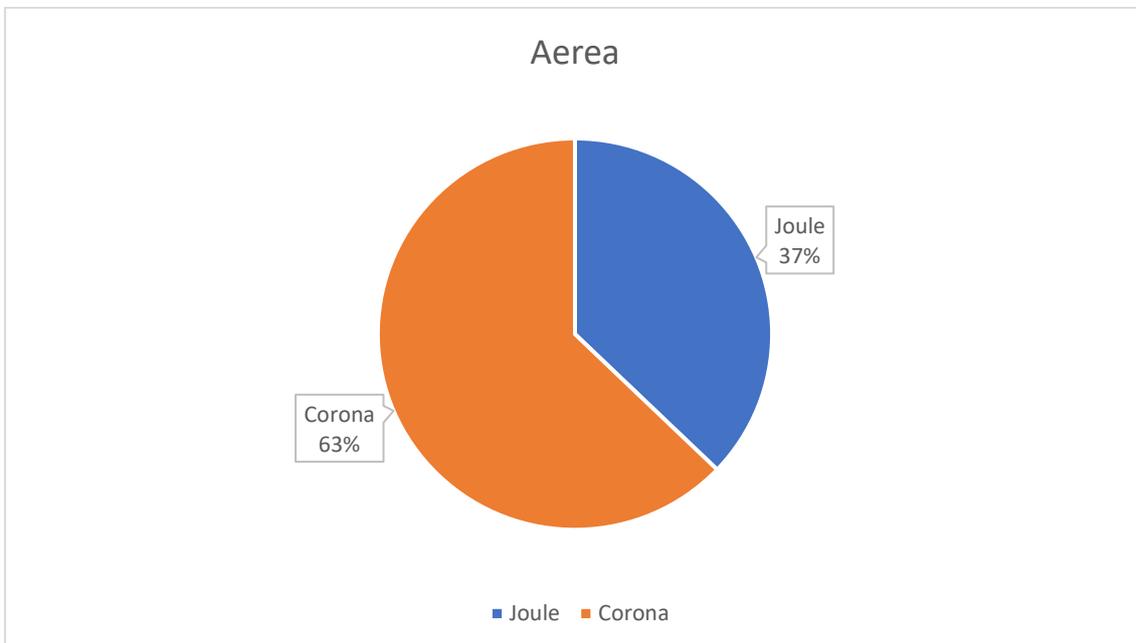
La conexión aérea tendría un coste aproximado de 33 M y la subterránea de 99 M, por lo que sería alrededor de un 227% mayor.



*comparación de pérdidas de potencia*



*Perdidas tramo subterráneo y aéreo*



*Perdidas Aéreas.*

- **Conclusiones**



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

Este proyecto fin de master ha abordado la parametrización y optimización de una línea eléctrica para reducir las pérdidas de potencia y calcular el capex y opex mas adecuado, atendiendo a la frecuencia de potencia en la línea, en función del viento. El proceso de optimización ha comprendido cuatro pasos:

- Cálculos de viento
- Parametrización de las posibles líneas
- Estimación de pérdidas
- Análisis financiero

Como se ha podido ver en el apartado 6, la inversión de capital de una línea aérea y subterránea es mucho mayor que una línea totalmente aérea. No solo por los gastos de obra y excavación, sino también por los sistemas necesarios para ellos (centro de transformación y aparataje eléctrica). En cuanto a los gastos de operación y mantenimiento, son menores en el tramo subterráneo. Sin embargo, al unirse con el tramo aéreo a los 11 km, no baja las pérdidas eléctricas que se pueden encontrar causadas por efecto corona.

Por todo ello, se concluye que la inversión mas acertada es la de crear la línea aérea dúplex de un solo circuito. No solo la Inversión es menor, sino que la diferencia de pérdidas con la línea no es tan grande como para hacerla de otra manera.



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

### **Technical and economic optimisation for the interconnection of two wind farms in Mexico, including CAPEX and OPEX during the life of the plant.**

Author: Fernández-Kelly, Jaime.

Supervisor: Portillo Garcia, Julio Rafael

#### Abstract:

##### ▪ **Introduction**

Wind energy is a form of indirect solar energy. Wind is created by the uneven heating of the earth's surface, and the difference between temperature and atmospheric pressure causes air masses to move. The kinetic energy of the wind can be converted into useful energy, both mechanical and electrical.

A wind turbine that converts the kinetic energy of the wind into electrical energy. A collection network that connects the incoming wind turbines. A substation that raises the voltage, connects it to the grid and delivers the generated energy to the point of consumption.

Going a little into the context of wind power stations, in the 1980s, the commercial development of first generation 50-100 kW wind turbines began as a countermeasure against the environmental impact of the oil and fuel crisis of the 1970s.

Innovations took place in the mid-1990s, with the most common size of wind turbines around 500 kW, which rapidly evolved to turbines of more than 1 MW. By 2000, onshore wind power was technically close to maturity, with a maximum onshore wind capacity of 5 MW, a tower height of more than 120 and a rotor diameter of more than 125 m. However, the most widely used today is the 3 MW.

Despite the global economic crisis, wind energy continues to be the leading renewable energy technology in terms of installations and energy investments.

In 2008, 80% of wind turbine installations were in Europe and the United States. However, in recent years, the global situation has become as follows.

In terms of geographical distribution, growth is in China, the United States and Germany, although the sector is slowing down due to the crisis and access to financing.

According to different industry groups, by the middle of the 21st century, it is estimated that wind energy will be able to cover up to 30% of the world's electricity consumption. These forecasts are mainly based on the performance of key markets in China and India, where wind farms are growing significantly.

This is mainly because wind energy offers a clear competitive advantage over other traditional renewable technologies.



Wind resources are generated from atmospheric phenomena caused by the sun, providing an inexhaustible source of emissions and contributing to the mitigation of greenhouse effects and climate change, so it should be a no-brainer.

But perhaps the fluctuating wind conditions are the biggest drawback of this type of system. Therefore, a good knowledge of wind resources must be acquired in a timely manner.

Despite the difficulties, wind energy is currently the most competitive renewable energy in most world markets, and some markets are in direct competition with traditional power plants (without subsidies or incentives).

LCOE (Balance of Cost of Energy) is a parameter used in the field of construction, construction and operation per megawatt hour in the life cycle and self-financing of power plants.

It allows comparing unit prices according to the economic lifetime of different technologies. In other words, we assume that the production cost figure is firm, taking into account the costs faced by investors under stable electricity prices. That is, it determines the costs in the absence of market or technological risks, as shown in Figure 3. According to the International Energy Agency (IEA), they are very close to the reality of a regulated monopoly market, but are distorted in the liberalised electricity market.

Economically, investment in clean energy has increased fivefold since 2000, during which time total energy investment has doubled. Investment in clean energy increased by 16% in 2018 compared to 2013.

The Mexican electricity market has been transformed since it was liberalised as a wholesale electricity market. The liberalised electricity market represents a wider offer in this sector. Today, companies can become producers, suppliers and marketers of electricity directly to customers who must be qualified users of the MEM. In doing so, it fulfils one of the objectives (of the MEM) by increasing competition and offering additional options to the Federal Electricity Commission (CFE). (CFE). Considering that since we all have only electricity in our homes, we are indirectly involved in the MEM. With the exception of domestic consumption, the only supplier is CFE Basic Supply.

Furthermore, energy production is one of the most important economic activities in Mexico, with approximately 56% of the annual budget allocated to energy projects. Mexico ranks ninth in the world in oil reserves in the Americas and fourth in natural gas reserves. Although it is one of the world's largest oil producers, its production is falling, it remains the main driver of the Mexican economy, generating about 16% of its export earnings annually.

### ▪ **Methodology**

Firstly, the most optimal location is located, carrying out a study of the wind and climate zones, as well as the vegetation and geography of the terrain. The layout of the line is made taking care of the exclusion zones, due to the existence of natural reserves.

A wind study is carried out to obtain the power distribution according to the frequency of the wind speed.



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

Then, an electrical study is carried out to decide on the wiring, in medium and high voltage, its viability and energy losses are studied.

Finally, a cost study is carried out, as well as an economic study of expenses, construction, energy losses and gains over 25 years.

In view of the above, a study is made of the interconnection of two wind farms, Dominica 1 and Dominica 2, with the Primero de Mayo substation. Two options will be assessed for this interconnection: a 400 kV overhead line or a 220 kV underground line between the wind farms and a 400 kV overhead connection between the transformer station and the substation.

### ▪ Results

After calculating the electrical losses in a year, an investment study is carried out, as well as a study of operations and maintenance. A study of investment in wind energy, and of the operating and maintenance costs involved in the different stations, in order to compare losses and profits.

Below are the different tables with the calculations showing the costs according to the BOE-A-2011-3693, and the graphs showing the losses and profits generated, depending on whether the section is underground or underground + aerial.

<b>Capital investment according to BOE-A-2011-3693</b>	Variable cost	uds	Fix cost	Total
Line aerial	317320	€/km línea	575662	25326622
Convencional 400 kV, 50 kA, todas las configuraciones			1214288	1214288
Reactancias (400 ó 220 kV)	15813	€/MVar		6325200
Condensadores (400 ó 220 kV)	2001	€/MVar		800400
			Total M€	33.66651

<b>O&amp;M cost seaccording togún BOE-A-2011-3693</b>	Variable cost	uds	Total
Línea aérea	4082	€/km circuito	318396
Condensadores	10	€/MVar	4000
Reactancias	15	€/MVar	6000
convencional 400	82944	€	82944
		Total M€	0.41134

Undregounded Line



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

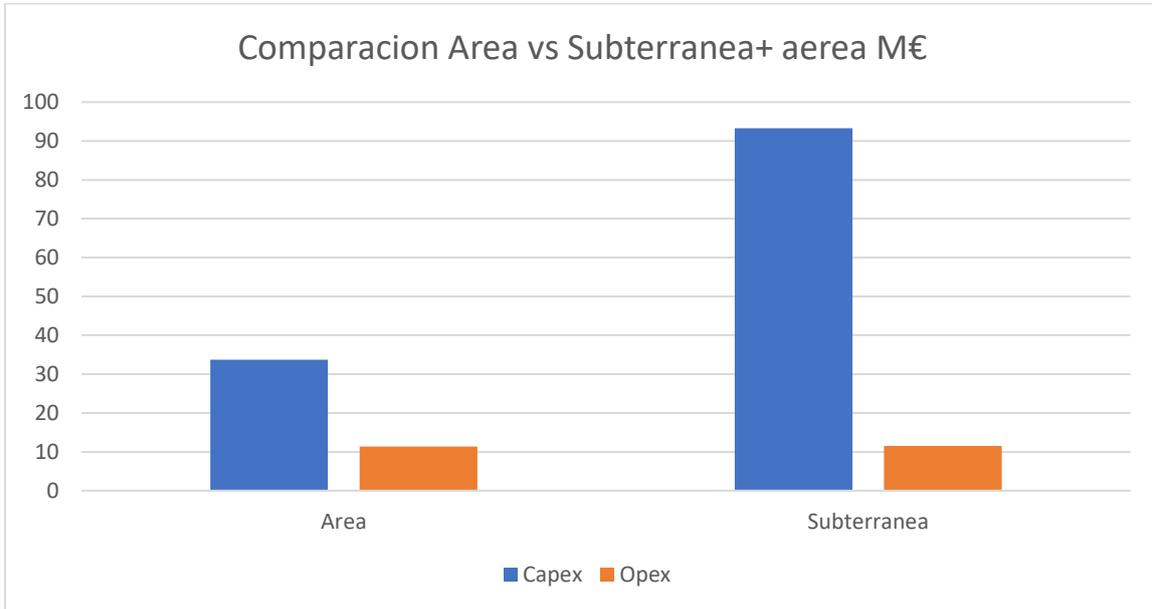
<b>Capital investment according to BOE-A-2011-3693</b>	Coste variable	uds	Coste fijo €	Total
línea subterránea sección > 25000mm <sup>2</sup>	5174738	€/km línea		56922118
trafo 400/220	9994	€/MVA		3997600
línea aérea	317320	€/km línea	575662	22470742
Convencional 400 kV, 50 kA, todas las configuraciones			1214288	1214288
Blindada 220 kV, 50 kA, en intemperie, todas las configuraciones, con fluoductos			1576154	1576154
Reactancias (400 ó 220 kV)	15813	€/MVar		6325200
Condensadores (400 ó 220 kV)	2001	€/MVar		800400
			Total M€	93.306502

<b>O&amp;M cost according to BOE-A-2011-3693</b>	Coste variable	uds	Total
LINEA AERA	4082	€/km circuito	281658
LINEA SUBTERRANEA	2101	€/km circuito	23111
trafo	246	€/MVA	98400
Condensadores	10	€/MVar	4000
Reactancias	15	€/MVar	6000
Blindada 220	43046	€	43046
convencional 400	82944	€	82944
		Total M€	0.539159



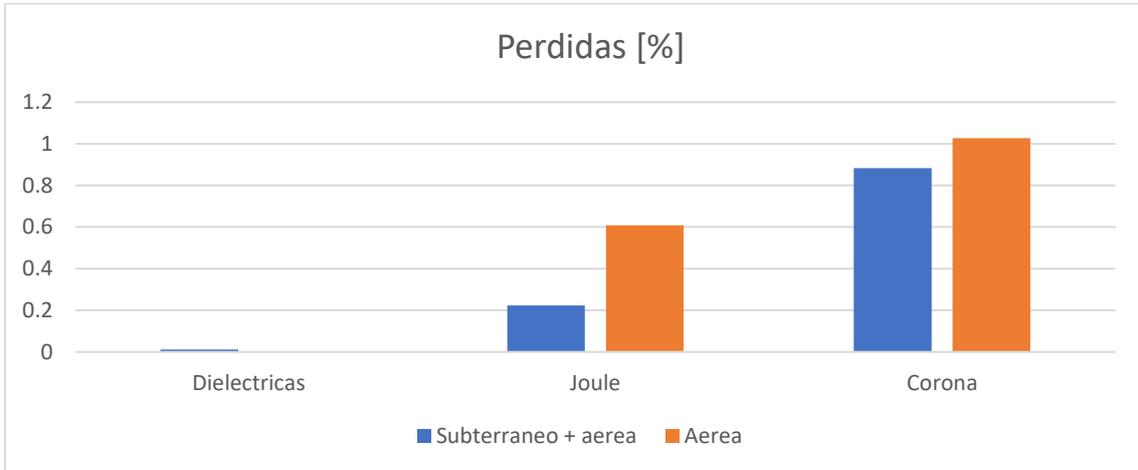
# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

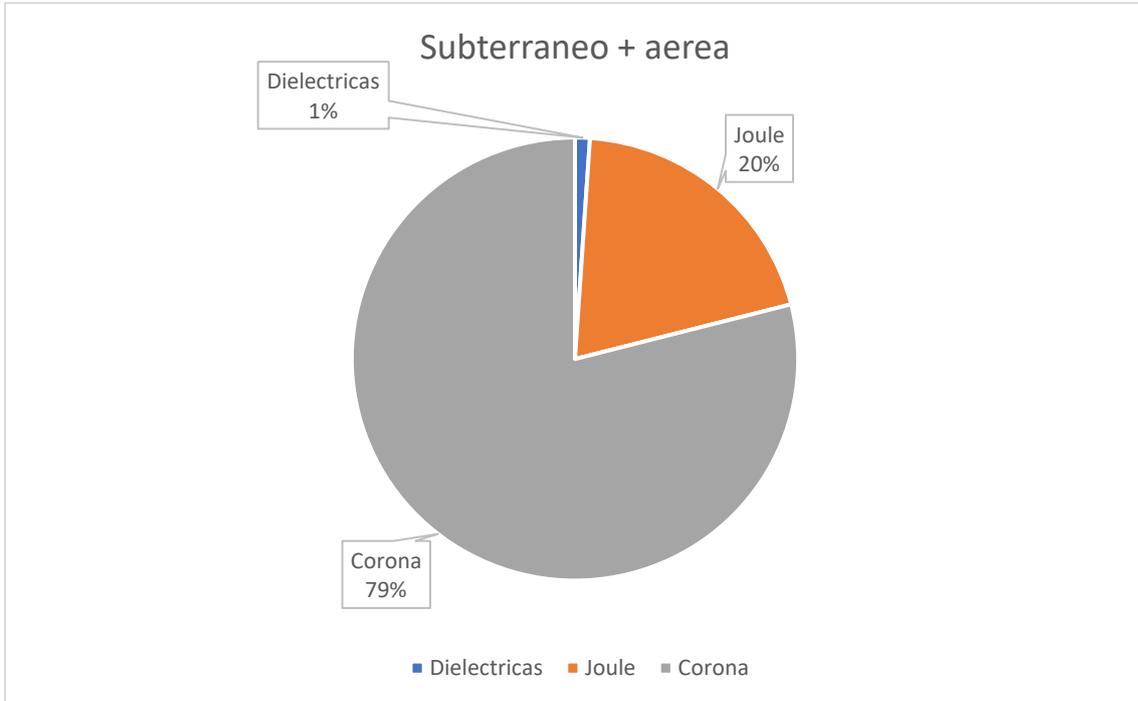


*comparison of investment and O&M expenses*

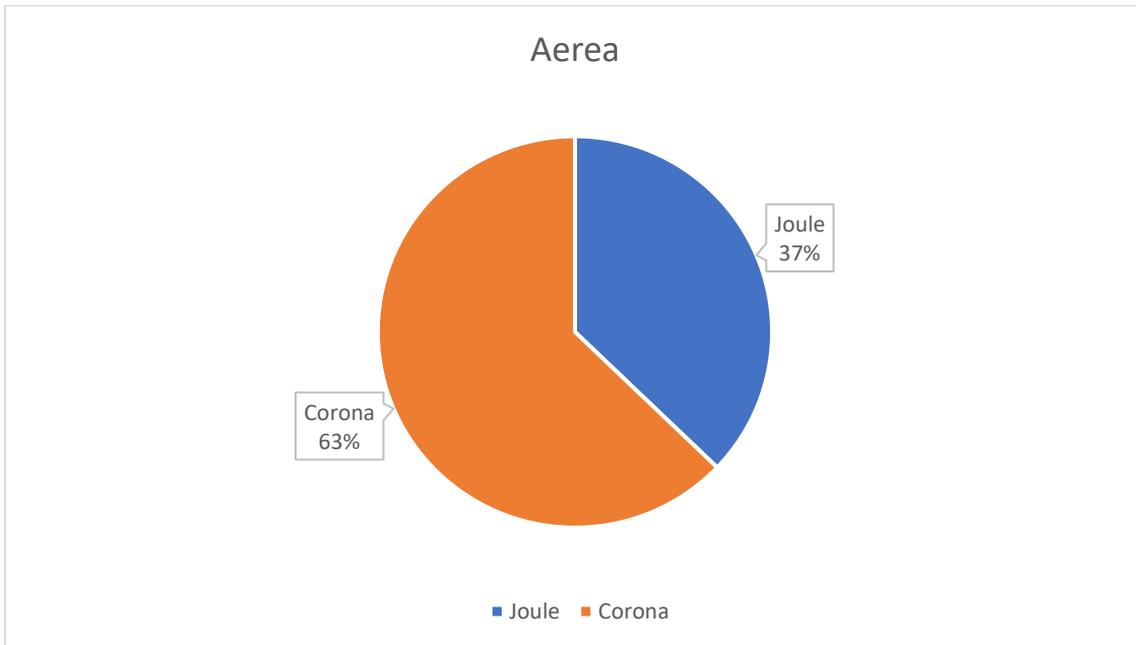
The overhead connection would cost approximately 33 M and the underground connection 99 M, so it would be about 227% higher.



Comparison of power losses



Underground and overhead losses



overhead losses

- **Conclusions**

This master's degree project has addressed the parameterisation and optimisation of a power line to reduce power losses and calculate the most appropriate capex and opex, taking into account the power frequency on the line, depending on the wind. The optimisation process comprised four steps:

- Wind calculations
- Parameterisation of possible lines
- Loss estimation
- Financial analysis

As seen in section 6, the capital investment of an overhead and underground line is much higher than a fully overhead line. This is not only because of the construction and excavation costs, but also because of the systems required for them (transformer station and switchgear). As for operating and maintenance costs, they are lower in the underground section. However, when joined with the overhead section at 11 km, it does not reduce the electrical losses that can be found caused by the corona effect.

For all these reasons, it is concluded that the most appropriate investment is to create a single circuit duplex overhead line. Not only is the investment less, but the difference in losses with the line is not so great as to make it any other way.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

## Agradecimientos

Quisiera agradecer la universidad de Comillas y en especial al director de este proyecto, sin el cual no hubiese sido posible la realización del mismo.

También me gustaría agradecer a mi familia en su apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida



### 1. Introducción

#### 1. Estado de la cuestión

En los últimos años se ha producido un cambio generalizado hacia el uso de la energía renovable, debido a la mayor demanda del consumidor, así como de los políticos, y a la mejora de la ingeniería. La confiabilidad, sin embargo, sigue siendo un factor que limita bastante el uso de estas energías limpias.

La energía eólica es una forma de energía solar indirecta. El viento es creado por el calentamiento desigual de la superficie terrestre, y la diferencia entre la temperatura y la presión atmosférica provoca el movimiento de masas de aire. La energía cinética del viento se puede convertir en energía útil, tanto mecánica como eléctrica.

El sol, el viento o la nieve no se pueden controlar, pero existen prácticas que pueden optimizar esta energía, haciendo más eficientes los parques eólicos.

El estudio se realiza a partir del parque eólico de San Luis de Potosí, en México. Se obtendrán los datos de este parque y posteriormente se realizará una comparativa a partir de los cálculos realizados, para concluir una optimización del sistema del parque eólico.

Un parque eólico consta de los siguientes componentes, como se muestra en la Figura 1. Una turbina eólica que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. Una red de captación que conecta los aerogeneradores entrantes. Una subestación que eleva la tensión, la conecta a la red eléctrica y suministra la energía generada hasta el punto de consumo.

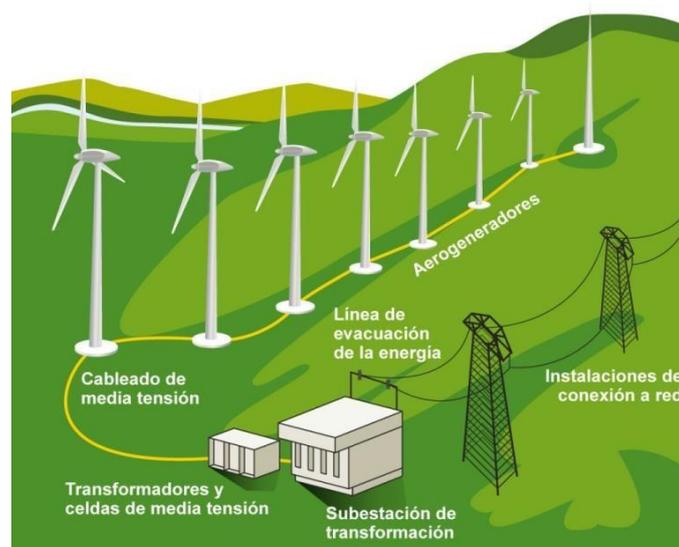


Ilustración 1: Esquema de un parque eólico (Fuente: Greenpeace)

Entrando un poco en el contexto de las estaciones de energía eólica, en la década de 1980, el desarrollo comercial de turbinas eólicas de primera generación de 50 a 100 kW comenzó como



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

una contramedida contra el impacto ambiental de la crisis del petróleo y el uso de combustible de la década de 1970.

Las innovaciones tuvieron lugar a mediados de la década de 1990, con el tamaño más común de las turbinas eólicas alrededor de 500 kW, que evolucionaron rápidamente a turbinas de más de 1 MW. En el 2000, la energía eólica terrestre estaba técnicamente próxima a la madurez, con una capacidad eólica terrestre máxima de,5 MW, una altura de torre de más de 120 my un diámetro de rotor de más de 125 m. Aunque, el más utilizado actualmente es el de 3 MW.

A pesar de la crisis económica mundial, la energía eólica sigue siendo líder en tecnología de energías renovables en cuanto a instalaciones e inversiones energéticas.

En 2008, el 80% de las instalaciones de aerogeneradores estaban en Europa y Estados Unidos. No obstante, en los últimos años, la situación mundial se ha convertido en la siguiente.

En términos de distribución geográfica, el crecimiento está en China, Estados Unidos y Alemania, como muestra el Gráfico 2, aunque el sector se está desacelerando debido a la crisis y el acceso a la financiación.

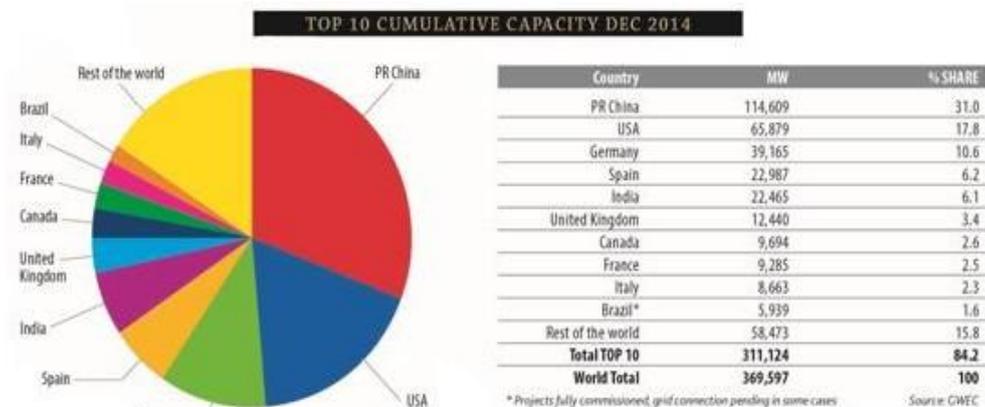


Ilustración 2:Potencia acumulada instalada en Diciembre 2014 (Fuente: GWEC)

Según diferentes grupos industriales, a mediados del siglo XXI, se estima que la energía eólica podrá cubrir hasta el 30% del consumo eléctrico mundial. Estos pronósticos se basan principalmente en el desempeño de mercados clave en China e India, donde los parques eólicos están creciendo significativamente.

Esto se debe principalmente a que la energía eólica ofrece una clara ventaja competitiva sobre otras tecnologías renovables tradicionales.

Los recursos eólicos se generan a partir de fenómenos atmosféricos provocados por el sol, proporcionando una fuente inagotable de emisiones y contribuyendo a la mitigación de los efectos invernadero y el cambio climático, por lo que debería ser un reclamo sin ninguna dificultad.

Pero quizás las condiciones fluctuantes del viento son el mayor inconveniente de este tipo de sistema. Por ello, se debe tener un buen conocimiento de los recursos eólicos en ara oportuna.



A pesar de las dificultades, la energía eólica es actualmente la energía renovable más competitiva en la mayoría de los mercados mundiales, y algunos mercados disputan directamente con las centrales eléctricas tradicionales (sin subsidios ni incentivos).

LCOE (Balance de coste de la energía) es un parámetro utilizado en este campo de construcción, construcción y operación por megavatio hora en el ciclo de vida y autofinanciamiento de plantas de producción de energía.

Permite comparar precios unitarios de acuerdo con la vida útil económica de diferentes tecnologías. En otras palabras, asumimos que la cifra del costo de producción es firme, tomando en cuenta los costos que enfrentan los inversionistas en precios estables de la electricidad. Es decir, determina los costos en ausencia de riesgos de mercado o tecnológicos, como se muestra en la Figura 3. Según la Agencia Internacional de Energía

(AIE), se acercan bastante a la realidad de un mercado monopolista regulado, pero son distorsionado en el mercado de la electricidad liberalizado.

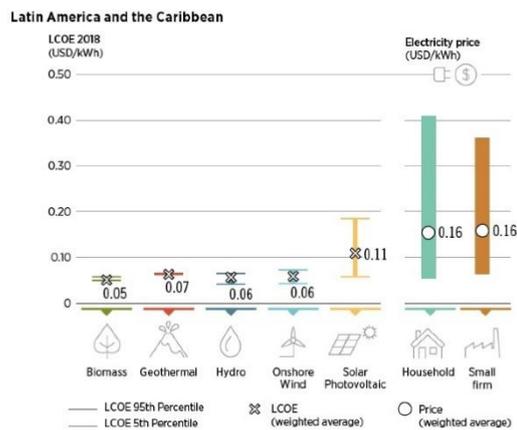


Ilustración 3:LCOE mercado energetico



Económicamente, la inversión en energía limpia se ha quintuplicado desde 2000, tiempo durante el cual la inversión en energía total se ha duplicado. Según la Figura 4, la inversión en energía limpia aumentó un 16% en 2018 en comparación con 2013.



Ilustración 4: Capacidad instalada de generación eólica en México

El mercado eléctrico mexicano se ha transformado desde que se liberalizó como mercado eléctrico mayorista. El mercado de la electricidad liberalizado representa una oferta más amplia en este sector. Hoy, las empresas pueden convertirse en productoras, proveedoras y comercializadoras de electricidad directamente con clientes que deben ser usuarios calificados del MEM. Al hacerlo, cumple uno de los objetivos (del MEM) al aumentar la competencia y ofrecer opciones adicionales a la Comisión Federal de Electricidad. (CFE). Teniendo en cuenta que desde que todos tenemos solo electricidad en nuestros hogares, estamos involucrados indirectamente en el MEM. Con excepción del consumo interno, el único proveedor es CFE Basic Supply.

Además, la producción de energía es una de las actividades económicas más importantes de México, con aproximadamente el 56% del presupuesto anual asignado a proyectos de energía. Este país ocupa el noveno lugar en el mundo en reservas de petróleo en las Américas y el cuarto en reservas de gas natural. Aunque es uno de los productores de petróleo más grandes del mundo, su producción está cayendo, sigue siendo el principal impulsor de la economía mexicana, generando alrededor del 16% de sus ingresos de exportación anualmente.



Temperaturas ( °C)



Lluvia (mm)



Ilustración 5: temperaturas y precipitaciones anuales en la provincia de San Luis de Potosí

Estudiando el clima mexicano, se pueden explorar algunas bases de las centrales de energía eólica del país, tema de este estudio.

Las temperaturas en invierno nunca descienden del umbral de 2º, luego consideraciones como manguitos de hielo en los cables pueden ser no consideradas en este estudio. El día más caluroso del último año fue de 30º C, por lo que es improbable que existan temperaturas muy superiores a esta. A lo largo del día las máximas variaciones de temperatura registradas han sido de 2ºC y en la noche de 3ºC.

## 2. El tema del proyecto

A tendiendo a lo expuesto en este capitulo, se da cabida al estudio entre la interconexión de dos parques eólicos , Dominica 1 y Dominica 2, con la subestación Primero de Mayo. Se valoraran dos opciones para esta interconexión: línea aérea de 400kv o línea subterránea de 220 kv entre los parques y una conexión aérea de 400kv entre el centro de transformación y la subestación.



### 3. Objetivos del proyecto

Estudio técnico económico, comparativo de como se ha de realizar la interconexión entre dos parques eólicos, en media o alta tensión, así como las infraestructuras implicadas.

Reducir el precio de la energía

Facilitar el aumento de interconexiones en la red de transporte mexicana

Reducción de emisiones CO<sub>2</sub>, al sustituir energía del sistema con energía verde.

Economizar el sistema eléctrico mexicano

### 4. Organización del documento

Esta memoria contiene capítulos.

El capítulo 2 hace un estudio de viento y su potencia asociada.

El capítulo 3 hace un estudio en el supuesto de conexión aérea de 400kV.

El capítulo 4 un estudio en el supuesto de conexión aérea de 400kV con subterránea de 220kV.

El capítulo 5 hace un estudio financiero.

El capítulo 6 comprueba la alineación con los ODS.

El capítulo 7 concluye los resultados obtenidos

El capítulo 8 contiene las referencias bibliográficas.

El capítulo 9 y 10 contienen los planos y las hojas de calculo.



### 2. Estudio de viento

Para profundizar en el tema a tratar, como se espera, el viento y la generación de potencia que éste realiza es uno de los factores primordiales.

En este capítulo se harán unos estudios de potencia generada así como de la frecuencia de esta en función del viento.

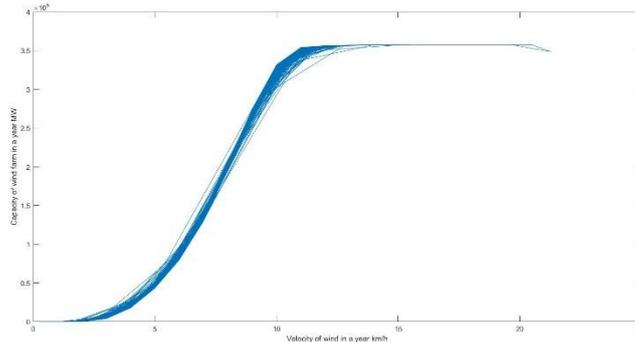


Ilustración 6: Curva de Potencia [MW] vs Velocidad del viento[m/s]

Se han tomado los datos de viento del emplazamiento del parque eólico, Dominica, así como su generación y capacidad durante un año en intervalos de cinco minutos. Dado el tamaño de la muestra, la manera de ver la distribución del viento así como su densidad para poder hallar la capacidad necesaria de la línea, será a través de una curva de Weibull

Bin	Wind	Observations		Freq	Cum.		Windspeed	
Speed	Speed	5mins period			Freq.	Duration	$F_i * V_i$	$F_i * V_i^3$
1	0.5	441	441	0.00420	0.004195	1.00000	0.00	0.00
2	1.5	3263	2822	0.02685	0.031041	0.99580	0.04	0.09
3	2.5	8782	5519	0.05250	0.083544	0.96896	0.13	0.82
4	3.5	17537	8755	0.08329	0.166832	0.91646	0.29	3.57
5	4.5	28918	11381	0.10827	0.275100	0.83317	0.49	9.87
6	5.5	41569	12651	0.12035	0.395451	0.72490	0.66	20.02
7	6.5	53642	12073	0.11485	0.510303	0.60455	0.75	31.54
8	7.5	65085	11443	0.10886	0.619161	0.48970	0.82	45.92
9	8.5	75893	10808	0.10282	0.721979	0.38084	0.87	63.14
10	9.5	85235	9342	0.08887	0.810851	0.27802	0.84	76.20
11	10.5	92852	7617	0.07246	0.883312	0.18915	0.76	83.88
12	11.5	98445	5593	0.05321	0.936519	0.11669	0.61	80.92
13	12.5	101701	3256	0.03097	0.967494	0.06348	0.39	60.50
14	13.5	103458	1757	0.01671	0.984208	0.03251	0.23	41.12
15	14.5	104454	996	0.00948	0.993683	0.01579	0.14	28.89



16	15.5	104880	426	0.00405	0.997736	0.00632	0.06	15.09
17	16.5	105037	157	0.00149	0.999229	0.00226	0.02	6.71
18	17.5	105100	63	0.00060	0.999829	0.00077	0.01	3.21
19	18.5	105110	10	0.00010	0.999924	0.00017	0.00	0.60
20	19.5	105116	6	0.00006	0.999981	0.00008	0.00	0.42
21	20.5	105118	2	0.00002	1.000000	0.00002	0.00	0.16
[m/s]	[m/s]		105118	Mean Ws	7.1	m/s	15.9	mph
				Max MVA	397	Max MW	357	

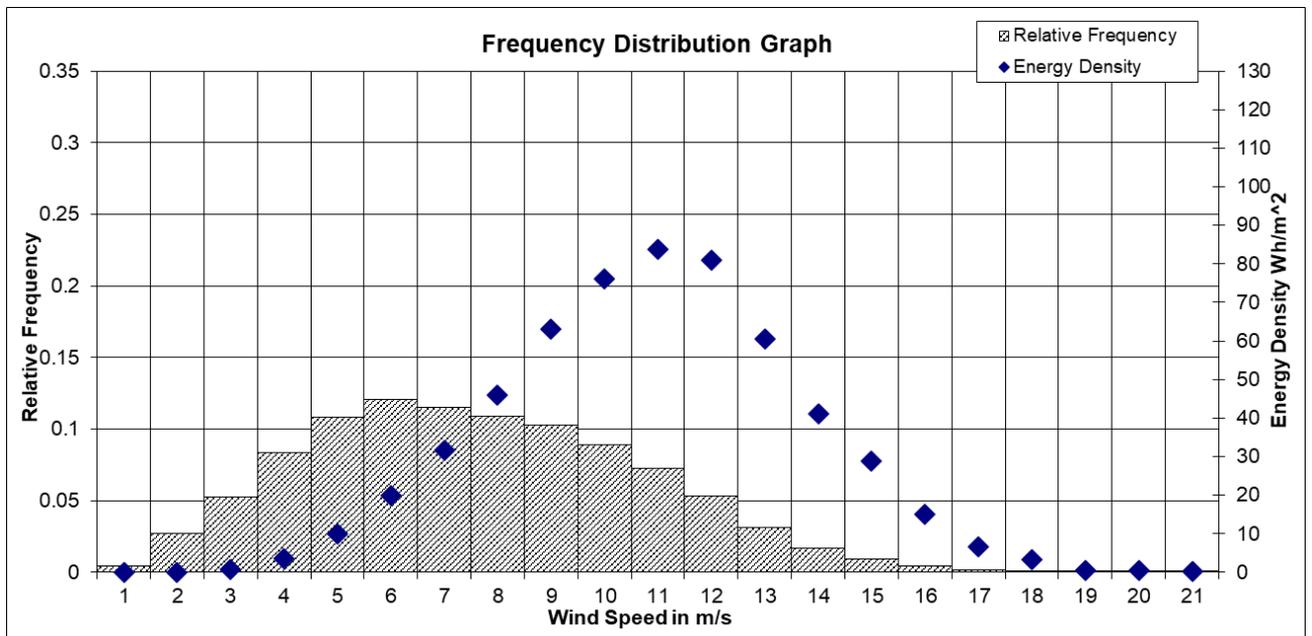


Ilustración 7: distribución Weibull

Tras el estudio y análisis, se puede observar tanto en la tabla como en las gráficas, como las velocidades se concentran en un intervalo de 4-10 m/s, y que la mayor densidad energética se da en los 10-13 m/s. También se obtiene que la capacidad necesaria para el diseño de la línea es de 400MVA para asegurarnos el correcto funcionamiento del parque eólico.

Este estudio de velocidad será útil en el cálculo de las pérdidas energéticas, ya que al ser el viento una fuente energética irregular, no podemos extrapolar las pérdidas a una sola intensidad media. Esto hará que se estudie atendiendo a su variabilidad y frecuencia.

### 3. Cálculos eléctricos conexión aérea

Se realizan en el estudio en cuestión, también una serie de cálculos eléctricos de la conexión aérea, con el fin de confirmar la viabilidad técnica de la conexión y la estimación de pérdidas. Se analizarán las características de la línea, efecto corona, herrajes (nombrar todos), y se harán sus cálculos correspondientes.



### 1. Características de la línea

En primer lugar, se analizan las características de la línea del parque eólico de referencia.

Especificaciones de la línea	
Sistema	AC
Frecuencia	60 Hz
Tensión nominal	400 kV
Tensión mas elevada de la red	420kv
Temperatura máxima del conductor	85°C
Capacidad de transporte	400MVA
Altitud sobre el nivel del mar	2200m

Además de los datos de partida anteriores, será necesario un modelo físico a partir del cual podamos obtener el circuito eléctrico equivalente de la línea. El más utilizado será el modelo en  $\pi$ , en la que, como se observa en la siguiente imagen, la admitancia en paralelo se reparte a ambos lados de la impedancia serie.

Al ser una línea de poca extensión, la obtención de la impedancia y admitancia de la línea se aproximará multiplicando los parámetros unitarios por su longitud.

Para el diseño de la línea, se utilizará un solo circuito, en el cual se estudiarán las opciones de número de subconductores y tipo de este. Se escogerá aquella solución que minimice las pérdidas en la línea, cumpla con los requisitos y salga mejor económicamente.

Para hacer la primera aproximación se usarán los parámetros de capacidad de transporte y efecto corona.

La línea se diseñará con un conductor por fase en Simple Circuito. Respecto al conductor, se elegirá la opción que minimice las pérdidas en la línea y cumpla con los requisitos. Se decidirá en función de la capacidad de transporte de la línea, y del efecto corona.

Una vez reducida la búsqueda, se calcularán los parámetros eléctricos y las pérdidas de potencia por efecto jule. Una vez hallados estos datos se elegirá el cable que mejor resultado de. Para así poder continuar con los cálculos de caída de tensión, aislamiento y puesta a tierra.

Una vez escogido el conductor, se procederá a realizar los siguientes cálculos eléctricos en la línea:

- Parámetros eléctricos
- Pérdida de potencia
- Caída de tensión



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

- Aislamiento
- Diseño de la puesta a tierra

-Capacidad de transporte:

Para hallar la capacidad de transporte, el dueño del parque a proporcionado datos de viento, generación y capacidad de los dos parques eólicos, es decir de 166 aerogeneradores, en intervalos de cinco minutos.

Esto ha facilitado el calculo de una curva de densidad weibull, a partir de la cual se puede ver la frecuencia de la velocidad de un año, así como la densidad energética producida.

A la hora de hacer los cálculos de perdidas resulta mas complicado hacer una estimación ya que la generación no es estable, esto hará, por tanto, que la intensidad y la potencia transmitida por la línea, sea irregular.

Como se ve la capacidad de la línea necesaria será de unos 350MW, y por tanto se elegirán 400 MW, para su correcto funcionamiento

La potencia de transporte requerida para la línea será 350 MW. Por tanto, su capacidad de transporte deberá ser mayor para un correcto funcionamiento de la instalación.

Para calcular la capacidad de transporte, se utilizara en RLAT como referencia ya que esta basado en las mismas normativas internacionales, IEC, aplicadas en mexico.

El RLAT ofrece dos alternativas de cálculo. Ambos consistirán en calcular la corriente máxima admisible cuando el conductor se encuentra en el límite térmico, temperatura a partir de la cual las propiedades mecánicas se degradan (85°C establecido por el RLAT).

Hay dos alternativas a la hora de calcular la capacidad de transporte de una línea de alta tensión (Artículo 4.2.1. ITC-LAT 07)., sin embargo ambas se centran en calcular la intensidad máxima admisible en el limite térmico del conductor, esto es a 85°C.

Realizando el balance térmico del conductor, método mas exacto ya que considera las condiciones ambientales. Calculando la densidad de corriente máxima admisible (No considera las condiciones ambientales)

Siguiendo el segundo método, según el RLAT, observamos la tabla de la densidad de corriente según el tipo de conductor y su sección.

Tomamos un factor de corrección para nuestros conductores de 0.97 si es de 7x45



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

Podemos observar cual es el conductor que cumple o no con nuestras necesidades.

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Densidad de corriente A/mm <sup>2</sup>		
	Cobre	Aluminio	Aleación de aluminio
10	8,75		
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

Ilustración 8; Densidad de corriente en función de la sección.

DESCRIPCIÓN CORTA	BLUEJAY 1113
DIÁMETRO ALAMBRE ALUMINIO mm	4.00
NÚMERO ALAMBRES ALUMINIO	45.00
DIÁMETRO ALAMBRE ACERO mm	2.66
NÚMERO ALAMBRES ACERO AL SOLDADO	7.00
ÁREA TOTAL DEL CONDUCTOR mm <sup>2</sup>	603.00
ELASTICIDAD kn/mm <sup>2</sup>	3394.113
coeficiente de dilatacion	0.000016
DIÁMETRO TOTAL DEL CABLE mm	31.98
CARGA MÍNIMA A LA RUPTURA KN kg	130.00 13256.31
RESISTENCIA A C.D. A 20°C ohm/km	0.0511
MASA APROX. Kg/km	1870.60

Densidad de corriente A/mm <sup>2</sup>	Densidad de corriente A/mm <sup>2</sup>	I max A	S max MVA
1.55	1.5035	1813.221	1256.23636

### 2. Efecto corona

El efecto corona, se da cuando en los conductores de las líneas aparecen gradientes de tensión superiores a la rigidez dieléctrica del aire, en la superficie de los conductores.

Esto genera calor, luz ruido audible y radio interferencias. Es decir pérdidas. Estas son pequeñas comparadas con las pérdidas por efecto Joule, eso no quita su importancia. Por ello se calcularan y se tendrán en cuenta en este proyecto.

Para calcularlas necesitaremos la tensión critica disruptiva de la línea

- Tensión Crítica Disruptiva ( $U_c$ ): Tensión a la que se rompe la rigidez dieléctrica del aire. Si esta tensión es superior a la tensión más elevada de la línea no se producirán pérdidas por corona. RLAT obliga a comprobar el comportamiento de los conductores frente al efecto corona (ITC-LAT 07)

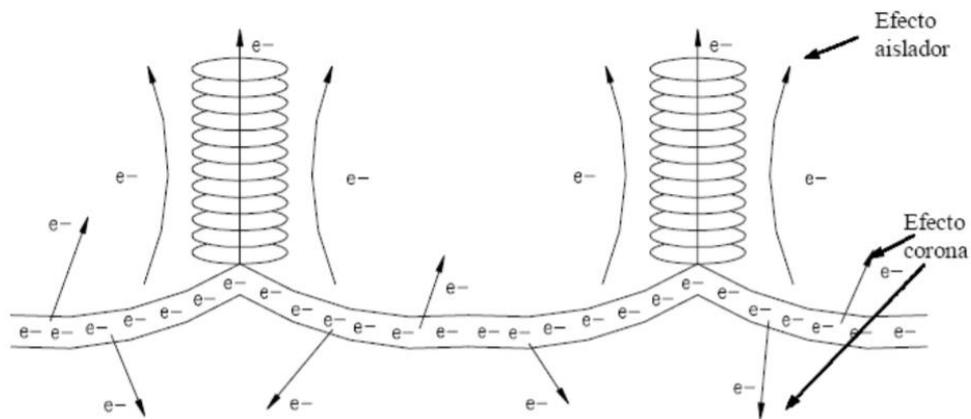


Ilustración 8: Efecto Corona

Para calcular el efecto corona de un conductor, y comprobar el efecto ( si sera visible o no),

Utilizaremos la formula de peek:



Da el valor de la tensión crítica disruptiva de una línea

$$U_c = n \cdot 84 \cdot m_c \cdot m_t \cdot \delta \cdot r \cdot \log\left(\frac{D}{r_{eq}}\right)$$

- n = número de subconductores.  
 $m_c$  = coeficiente de rugosidad del conductor.  
 = 1 para hilos de superficie lisa.  
 = 0,93 ÷ 0,98 para hilos oxidados o rugosos.  
 = 0,83 ÷ 0,87 para cables.  
 $m_t$  = coeficiente ambiental = 1 tiempo seco.  
 = 0,8 tiempo húmedo.  
 r = radio individual del conductor (cm).  
 D = distancia media geométrica entre fases (cm).  
 $\delta$  = densidad relativa aire =  $\frac{3.921h}{273 + \Theta}$  [kg/m<sup>3</sup>]  
 h = presión relativa cm de mercurio y  $\Theta$  Tª en °C

Altura topográfica: Fórmula de Halley

$$\log h = \log 76 - \frac{y}{18336}$$

y = altura topográfica en metros del tramo de línea a considerar.

Se calcularán las pérdidas por efecto corona, ya que en función de los parámetros ambientales se puede dar el caso de que la  $U_c$  sea menor que la tensión máxima del sistema provocando un efecto corona visible. Debido a que nos encontramos, en función de la estación, en un ambiente húmedo. Aparece efecto corona visible, luego se calcularán las pérdidas para el caso más desfavorable.

Se han hecho los cálculos entre varios conductores, para comprobar la eficiencia. Sin embargo, debido a los estudios y normativas de la CFE, y a petición de la empresa, se ha escogido la opción que minimice las pérdidas con Bluejay 1113.

$$P(kW) = \frac{241}{\delta} \cdot (f + 25) \cdot \sqrt{\frac{r}{De}} \cdot \left[ \frac{U_s}{\sqrt{3}} - \frac{U_c}{\sqrt{3}} \right]^2 \cdot 10^{-5} \cdot N \cdot l$$

Las pérdidas por efecto corona serán:

$$P=52.70[kW/km]$$

Separación del haz mm	req mm	Radio individual del conductor cm	D distancia media geométrica eq cm	RMG eq	Densidad relativa del aire sigma kg/m <sup>3</sup>	uc	Ume	P pérdidas por efecto corona por 3 fases y kW/km
400	79.975	1.599	1070.93	50.38	1.05	515.91	460	52.70



### 3. Parámetros de la línea

#### Resistencia

La resistencia eléctrica es el valor que cuantifica la oposición al paso de corriente. Se define por unidad de longitud, como el cociente entre la resistividad eléctrica del material del conductor y la superficie que atraviesa la corriente.

Sin embargo, para obtener el valor de la resistencia real se deberá tener en cuenta una serie de factores:

En primer lugar, en corriente alterna la densidad de corriente no es uniforme, tiende a circular por el exterior del conductor disminuyendo la sección efectiva y por tanto la resistencia. Este fenómeno se conoce como efecto pelicular.

Además, la resistividad eléctrica de los materiales aumenta con la temperatura, por lo que habrá que calcularla para temperaturas de operación superiores a 20°C.

El valor de la resistencia corregido para una temperatura de operación de 85 °C será:

$$R'_{TAC} = R'_{20DC} \cdot [1 + \alpha (T-20)] \cdot (1+ys)$$

$R'_{20DC}$  = Resistencia DC a 20 °C [ $\Omega/km$ ]

$\alpha$  = coeficiente térmico de resistividad [ $^{\circ}C^{-1}$ ]

T = Temperatura de cálculo de  $R'_T$  [ $^{\circ}C$ ]

ys = coeficiente corrector por efecto pelicular

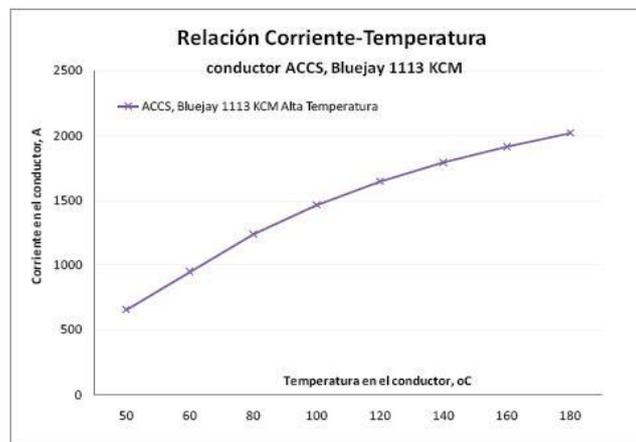


Ilustración 9: Efecto en la corriente del conductor ante variaciones de temperatura

Corregido por el efecto pelicular:

$$R' = R'_{tac} \cdot 1 + ys \quad \Omega/km$$

Donde:

$\alpha$  es el coeficiente térmico de resistividad del material.

ys es el coeficiente corrector por efecto pelicular, calculándose con las fórmulas del standard IEC 287:



$$XS^2 = 8 * \pi * f * \frac{10^{-7}}{R\theta}$$

$$yS = XS^4 192 + (0.8 * XS^4)$$

El valor corregido resulta entonces  $R=0.0657\Omega$

Perdidas por efecto Joule:

Una de las principales pérdidas de potencia es la resistencia: El paso de la corriente provoca que los conductores aumenten su temperatura y se disipe energía al exterior en forma de calor. Este fenómeno es conocido como efecto Joule.

Las pérdidas por efecto Joule serán: 31,18kW/km

### Reactancia

La corriente alterna que circula por los conductores genera campos magnéticos a su alrededor que, al variar, provocan caídas de tensión. Llamamos inductancia serie al coeficiente que mide la relación entre estas caídas de tensión y la variación de la corriente. El parámetro que mide esta relación para una frecuencia dada es la llamada reactancia serie.

El valor de la inductancia por unidad de longitud en una línea trifásica se calcula de la siguiente manera:

Para líneas trifásicas (con transposición completa) el valor de la inductancia por km de línea es:

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{DMG}{RMGEQ} \quad [H/m]$$

DMG,  $r_{EQ}$  y  $RMGEQ$  dependen de la geometría de los circuitos

$L$  = inductancia

$\mu_0$  = permeabilidad magnética en el vacío  $4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$  H/m

DMG = distancia media geométrica entre fases (m)

$$X = L \cdot \omega = L \cdot 2 \cdot \pi \cdot f$$

### Capacidad

Los conductores de una línea eléctrica que transportan corriente alterna, se encontrarán a distinto potencial unos de otros. Separados además por aire u otro medio aislante, se comportarán entre ellos como condensadores que almacenan una determinada carga variable en el tiempo.



El coeficiente que mide la relación entre la variación de la carga y la tensión de los conductores es la llamada capacidad de la línea. Se calculará de la siguiente manera:

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r}{\ln \frac{DMG}{r_{EQ}}} \quad [F/m]$$

El parámetro que medirá la capacidad para una frecuencia determinada será la susceptancia capacitiva:

$$B' = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C' = 2,701 \cdot 10^{-6} S/km$$

Los parámetros calculados tanto por kilómetro como en toda la línea viene recogido en la siguiente tabla:

Capacidad F/km	B S/km	L H/Km	X ohm/km	R ohm/km
1.1355E-08	4.2807E-06	0.00107186	0.4040821	0.06567372

#### 4. Aisladores

Es difícil comprender la importancia de los aisladores para líneas eléctricas con pocas líneas. Son capaces de fijar los conductores de línea al soporte y mantener un nivel mínimo de aislamiento durante el uso normal y sobretensiones. Deben soportar las cargas mecánicas y eléctricas asociadas con la línea. Mecánicamente deben soportar las tensiones que ejerce el conductor sobre ellos, y eléctricamente deben soportar sobretensiones. Tradicionalmente, los aislantes se fabricaban con cerámica o vidrio. El aislamiento sintético es una opción muy interesante en áreas con alta contaminación, áreas con gran cantidad de partículas en el aire o cerca del mar. Además, son más resistentes a los efectos del vandalismo. Esta es una pregunta que nunca debe tomarse a la ligera.

Para que cumplan correctamente con su función, se deberá realizar el diseño de aisladores para que soporten las sobrecargas eléctricas y mecánicas a las que se puedan exponer.

El diseño eléctrico se realizará en base a las sobretensiones que puedan aparecer y el nivel de contaminación de la zona donde discurra la línea, ya que un ambiente húmedo y contaminado favorecerá el contorneo de los aisladores si se produce arco eléctrico.



TENSIÓN NOMINAL DE LA RED ( $U_n$ ) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED ( $U_s$ ) KV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

Ilustración 10: Tensiones más elevadas correspondientes a las tensiones de red

Las posibles sobretensiones serán:

- Tensión máxima de servicio: en este caso la tensión máxima normalizada será 420 kV.
- Sobretensiones internas temporales: provocadas por ejemplo por faltas a tierra.
- Sobretensiones internas de maniobra, por conexión y desconexión de interruptores

Niveles de aislamiento normalizados para la gama 2

Tensión más elevada para el material $U_m$ kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo maniobra			Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo (NOTA 2) KV (valor de cresta)
	Aislamiento longitudinal (nota 1) kV (valor de cresta)	Fase-tierra kV (valor de cresta)	Entre fases (relación al valor de cresta fase-tierra)	
420	850	850	1,60	1 050 1 175
	950	950	1,50	1 175 1 300
	950	1 050	1,50	1 300 1 425

Nota 1: Valor de la componente de impulso del ensayo combinado aplicable mientras que la componente de frecuencia industrial en el borne opuesto alcanza el valor  $U_m \sqrt{2/3}$ .

Nota 2: Para los ensayos del aislamiento longitudinal con impulsos tipo rayo sígase lo indicado en la UNE-EN 60071-1.

Ilustración 11: tensión de puesta a tierra



Para una tensión de 400 kV, la tensión máxima de trabajo a la que está expuesta es de 420 kV, por lo que se tiene en cuenta el rango de sobretensión II.

Como se describe en esta sección, los fallos de aislamiento en cables aislados pueden causar arcos eléctricos entre sus extremos (descargadores), o pueden incluir porciones de discos en el camino del arco. El segundo caso ocurre en ambientes más contaminados y húmedos, como cuando llueve. Por lo tanto, es razonable requerir un nivel de aislamiento más alto en estas condiciones debido al riesgo de contorno.

Como medida de seguridad ante riesgo de contorno de aisladores, el Reglamento ofrece un grado de aislamiento recomendado en función del grado de contaminación de la zona. Establece para ello cuatro niveles según la descripción del entorno con la línea de fuga específica nominal recomendada. La línea de fuga total de la cadena se define como el recorrido medido en milímetros sobre la superficie de los aisladores dividida entre la tensión más elevada de la red (420 kV en este caso). La elección por tanto del modelo y número de aisladores de la cadena se escogerá para que cumpla la recomendación de la zona en la nos situemos.

Nivel de contaminación	Ejemplos de entornos típicos	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV <sup>1)</sup>
I Ligero	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con calefacción.</li> <li>- Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas a viento o lluvias frecuentes.</li> <li>- Zonas agrícolas <sup>2</sup></li> <li>- Zonas montañosas</li> <li>- Todas estas zonas están situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no están expuestas a vientos directos desde el mar <sup>3</sup></li> </ul>	16,0
II Medio	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zona con industrias que no producen humo especialmente contaminante y/o con densidad media de viviendas equipadas con calefacción.</li> <li>- Zonas con elevada densidad de viviendas y/o industrias pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvia.</li> <li>- Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (al menos distantes bastantes kilómetros)<sup>3</sup>.</li> </ul>	20,0
III Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con elevada densidad de calefacción generando contaminación.</li> <li>- Zonas cercanas al mar o en cualquier caso, expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar <sup>3</sup>).</li> </ul>	25,0
IV Muy fuerte	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas, generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos.</li> <li>- Zonas, generalmente de extensión moderada, muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminados desde el mar.</li> <li>- Zonas desérticas, caracterizadas por no tener lluvia durante largos periodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular.</li> </ul>	31,0

<sup>1</sup> Línea de fuga mínima de aisladores entre fase y tierra relativas a la tensión más elevada de la red (fase-fase).  
<sup>2</sup> Empleo de fertilizantes por aspiración o quemado de residuos, puede dar lugar a un mayor nivel de contaminación por dispersión en el viento.  
<sup>3</sup> Las distancias desde la costa marina dependen de la topografía costera y de las extremas condiciones del viento.

Ilustración 12: Gama de aisladores

Según la normativa por tanto, el proyecto pertenecería a un nivel 1, ligero luego una línea de fuga de 16mm/kV

Seleccionamos un U160BS

Se necesitarán según la siguiente fórmula 
$$N = \frac{31 \frac{mm}{kV} * 420KV}{380 mm} = 17,7$$



N= 18 aisladores de vidrio

Las cadenas de aislamiento deben soportar los esfuerzos transmitidos por los conductores en las hipótesis reglamentarias.

- R.L.A.T (Artículo 3.4 ITC-LAT 07):
- El coeficiente de seguridad mecánica no será inferior a 3.
- Si la carga de rotura mínima garantizada se obtuviese mediante control estadístico en la recepción, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5.
- Cadena de suspensión: el conductor se encuentra suspendido por lo que los esfuerzos se obtendrán del equilibrio de la cadena.
- Cadena de amarre: la tensión del conductores (o subconductores) es soportada por los aisladores (solicitud mecánica superior que cadena de suspensión).
- Existen una serie de cargas de rotura especificadas normalizadas. En España las más utilizadas son 120 kN, 160 kN y 210 kN.



Perfil estándar. Tensiones soportadas.  
Standard profile. Withstand voltages.

Modelos/Models	E-70-127/E-100-127 Ø x S: 255 x 127 mm			E-70-146/E-100-146/E-120-146/E-160-146 Ø x S: 255 x 146 mm Ø x S: 280 x 146 mm			E-160-170/E-210-170/E-240-170 Ø x S: 280 x 170 mm			E-300-195/E-400-205 Ø x S: 330 x 195 mm Ø x S: 360 x 205 mm		
	Tensión soportada a frecuencia industrial (kV)		Tensión soportada al impulso tipo rayo (kV)	Tensión soportada a frecuencia industrial (kV)		Tensión soportada al impulso tipo rayo (kV)	Tensión soportada a frecuencia industrial (kV)		Tensión soportada al impulso tipo rayo (kV)	Tensión soportada a frecuencia industrial (kV)		Tensión soportada al impulso tipo rayo (kV)
	Seco Dry	Bajo lluvia Wet	Lightning impulse withstand voltage (kV)	Seco Dry	Bajo lluvia Wet	Lightning impulse withstand voltage (kV)	Seco Dry	Bajo lluvia Wet	Lightning impulse withstand voltage (kV)	Seco Dry	Bajo lluvia Wet	Lightning impulse withstand voltage (kV)
2	113	65	175	130	75	195	140	80	215	155	90	230
3	157	100	245	180	115	275	200	120	305	220	140	340
4	204	135	320	235	155	360	250	160	385	290	180	430
5	244	170	395	280	195	430	300	200	470	350	220	530
6	283	200	460	325	230	505	350	240	560	405	260	620
7	326	231	525	375	265	580	400	280	640	465	300	700
8	365	261	585	420	300	660	450	320	720	515	350	790
9	404	283	660	465	325	730	500	350	810	570	390	880
10	444	326	720	510	375	800	545	380	900	620	440	970
11	478	357	785	550	410	880	590	420	980	675	490	1060
12	518	383	850	595	440	955	635	455	1070	725	540	1150
13	552	413	920	635	475	1025	675	490	1140	775	580	1240
14	587	444	985	675	510	1095	720	520	1220	825	620	1330
15	622	470	1050	715	540	1160	760	550	1300	870	660	1425
16	657	496	1115	755	570	1230	810	585	1380	920	700	1520
17	696	522	1180	800	600	1300	850	615	1460	970	740	1610
18	744	552	1240	855	635	1370	895	650	1550	1020	780	1700
19	761	578	1310	875	665	1440	930	680	1620	1070	820	1790
20	796	609	1365	915	700	1510	970	710	1690	1110	860	1880
21	826	635	1425	950	730	1575	1000	740	1770	1160	900	1970
22	861	661	1490	990	760	1640	1050	775	1840	1210	940	2050
23	896	687	1550	1030	790	1710	1090	805	1920	1260	980	2140
24	926	713	1610	1065	820	1775	1130	835	2000	1310	1015	2230
25	957	744	1670	1100	855	1850	1170	870	2080	1360	1050	2320
26	992	765	1735	1140	880	1920	1210	900	2160	1410	1085	2410
27	1022	792	1800	1175	910	1990	1250	930	2240	1460	1120	2500
28	1057	813	1860	1215	935	2060	1290	960	2320	1510	1155	2600
29	1092	839	1920	1255	965	2130	1330	990	2400	1550	1190	2700
30	1122	861	1980	1290	990	2200	1370	1030	2480	1600	1225	2800

Tensiones soportadas según la Norma Internacional IEC 60383-1 y la Norma Británica B.S. 603833 para cadenas de suspensión de aisladores de perfil estándar no equipadas con cuernos de protección ni anillos anticorona.  
Standard Profile suspension insulators string (not equipped with arcing devices or grading rings) withstand voltages based on the test procedure of International Standard I.E.C 60383-93 and British Standard B.S. 60383.

Ilustración 13: Catalogo de aisladores

### Cadena de suspensión sencilla dúplex

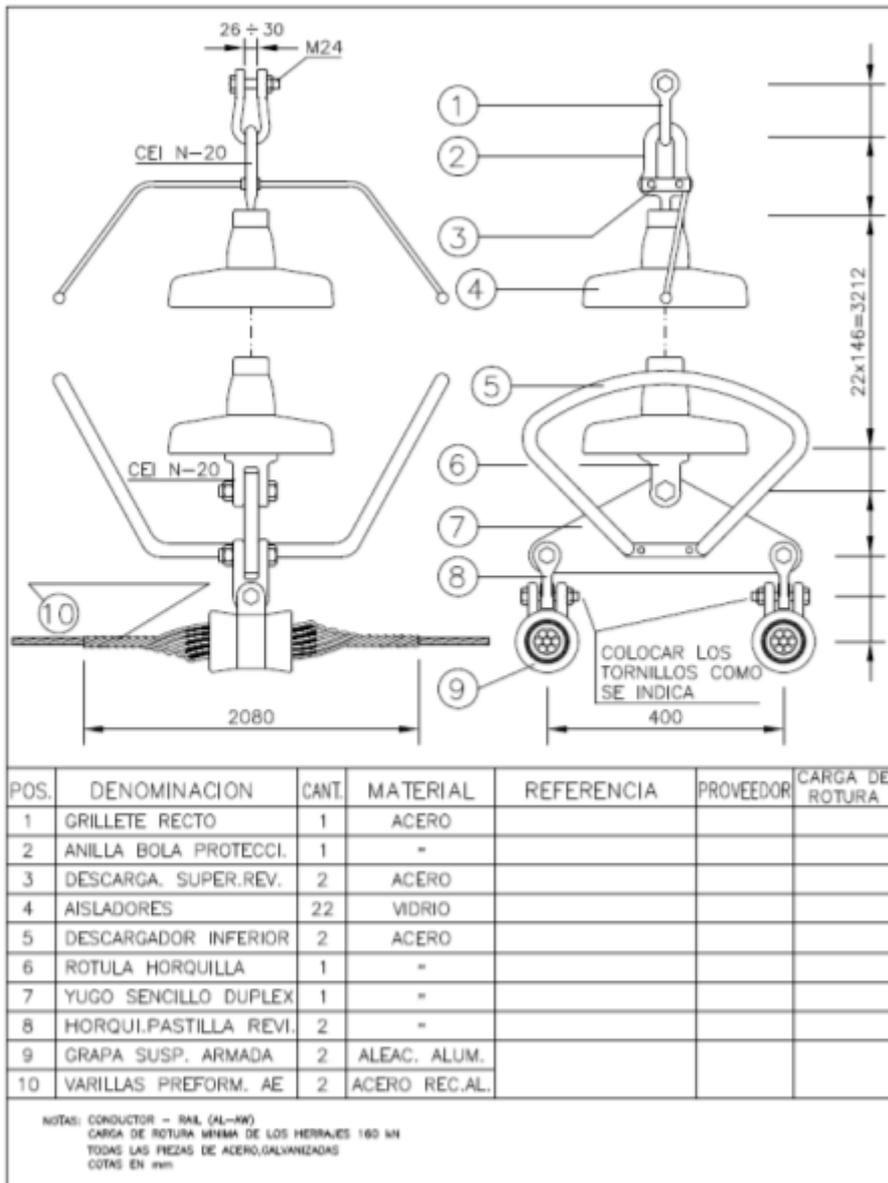


Ilustración 14: Cadena de aisladores



### 5. Herrajes

Los herrajes serán los elementos de la línea empleados para la fijación de las cadenas de aisladores tanto al apoyo como a los conductores y cable de tierra. Por otro lado se considerarán como accesorios de la línea los separadores de los conductores, anti vibradores, amortiguadores,...

Los herrajes y accesorios de la línea se someterán también a ciertas sollicitaciones, eléctricas y mecánicas, por lo que su diseño tendrá que ser compatible con el de la línea. Algunos de los requisitos son los siguientes:

- Los herrajes y accesorios en contacto con los conductores de fase no deberán presentar temperaturas superiores que los del propio conductor.
- La caída de tensión en los extremos de los herrajes que transportan corriente no debe ser mayor a aquella que se diera en los extremos del conductor a una longitud equivalente.
- También deberán ser diseñados para efecto corona de los conductores.
- Los herrajes y accesorios deberán soportar la carga de rotura correspondiente.
- En cuanto a la vida de estos elementos, deberán ser fabricados con materiales resistentes a la corrosión y a los esfuerzos de compresión (resistente a impacto).

### 6. Puestas a tierra

La puesta a tierra en cualquier sistema eléctrico es esencial para garantizar la seguridad de las personas y la protección de la propia instalación y equipos existentes. El objetivo de este método es proporcionar una vía de circulación a tierra (que se considera potencial nulo a una profundidad suficiente) de las corrientes elevadas que puedan aparecer en la línea cuando se produce una falta o descarga de un rayo.

Por ello, en este apartado se diseñará el sistema de puesta a tierra de la línea eléctrica. Consistirá en la elección y disposición de los elementos que constituyen la instalación, constará de los siguientes:

- Electrodo: los electrodos de puesta a tierra son materiales metálicos en forma de varillas, chapas, cables que presentan una alta resistencia a la corrosión (también se puede mejorar mediante protección adicional). Además deben presentar una buena conductividad para evacuar la corriente de forma eficaz. Su disposición puede ser de



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

dos tipos: vertical, picas o varillas hincadas en el terreno, u horizontal, formando redes malladas o en anillo de cables o barras enterradas. También podría ser placas o chapas enterradas. En la puesta a tierra de las líneas eléctricas se suele escoger la primera opción.

- Líneas de tierra: son los conductores que conectan los elementos de la instalación que deban ser puestos a tierra con los electrodos enterrados en el terreno. Al igual que los electrodos deben presentar alta resistencia mecánica y a la corrosión, y su sección se dimensionará para que en caso de que circule la máxima corriente de falta, no se alcancen temperaturas que fusione o deteriore su composición. El material más empleado por su buena conductividad es el cobre.

Se comenzará con tres datos de partida: tiempo de duración de la falta, intensidad máxima de cortocircuito y características del terreno:

- Tiempo de duración de la falta: el tiempo de despeje de la falta será el tiempo en el que abren los interruptores de los relés de protección. Las líneas de transporte tienen protecciones de distancia, las cuales en función de la proximidad de la falta detectada, actuarán instantáneamente o en 400 ms. Por ello, será adecuado por prevención elegir un valor de 500 ms.
- Características del terreno: la corriente que se derive a tierra se encontrará naturalmente con la oposición del terreno, que dependerá de las características del suelo en el que se encuentre la línea. La resistividad del terreno depende de varios factores (humedad, contenido en sales, temperatura...) y se estimará en un valor u otro dependiendo del tipo de terreno que nos encontremos. Algunos de los componentes presentes en el terreno son arenas, arcillas, calizas o grava.
- -Intensidad máxima de cortocircuito: el valor de la corriente de cortocircuito dependerá del tipo de falta que se produzca. Siendo la más usual la falta monofásica (constituye más del 80% de las faltas que se producen) y además la más restrictiva se realizarán los cálculos para este caso. Para poder calcular su valor se tendrá que resolver el siguiente circuito en componentes de secuencia equivalentes (al resultar un sistema eléctrico desequilibrado).

CFE- 00J00-52 rige la puesta a tierra de los apoyos de una línea eléctrica.

Se ha supuesto falta monofásica franca en un circuito equivalente en línea, es decir, con impedancia de falta nula, ya que se calcula el caso más desfavorable.

Para poder obtener la corriente de falta se deberá calcular previamente dichas impedancias. Existen muchas posibilidades de cálculo y en este caso, se empleará una serie de ecuaciones empíricas obtenidas de un artículo concreto de cálculo de puesta a tierra de líneas eléctricas. Serán las siguientes:

$$Z1 = Z2 = ra + j(xa + xd)$$

$$Zo = ra + re + j(xa + xe - 2xd)$$

$$xd = 0,2794 * \log(1/DMG)$$

$$re = 0,00477 * f$$



$$x_e = 0,00695 * f * \log 4,6655 * 106 * \rho_s / f$$

Siendo los elementos que aparecen:

- DMG: Distancia Media Geométrica entre conductores[ft]
- $x_a$ : Inductancia del conductor a la frecuencia  $f$  del Sistema [ohm/milla]
- $r_a$ : Resistencia del conductor en corriente alterna con la frecuencia  $f$  del sistema [ohm/milla]
- $f$ : Frecuencia [Hz]
- $\rho_s$ : Resistividad del terreno [ohm\*metro]

Se obtienen los siguientes valores:

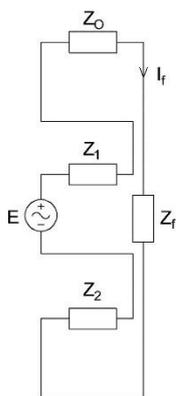
$$X_d = 0.219 \Omega/\text{km}$$

$$R_e = 0.286 \Omega/\text{km}$$

$$X_e = 2.144 \Omega/\text{km}$$

$$X_a = 0.6 \Omega/\text{km}$$

$$R_a = 0.106 \Omega/\text{km}$$



$$I_o = \frac{\frac{E}{\sqrt{3}}}{R_1 + R_2 + R_3 + j(x_1 + x_2 + x_3)}$$

$$I_o = 4.04 \text{ kA}$$

$$I_f = 3 * I_o = 12.12 \text{ kA}$$



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

Tiempo de falta: 500ms; resistividad del terreno 300 ohm/m; I de falta: 12.12kA.

Una vez determinados se podrá empezar a dimensionar o diseñar el sistema de puesta a tierra.

El diseño del sistema se realizará atendiendo a cuatro requisitos principales que se deberán cumplir:

- El sistema de puesta a tierra debe resistir los esfuerzos mecánicos y a la corrosión.
- Que resista la temperatura correspondiente a la corriente de falta más elevada que pueda aparecer.
- Garantizar la seguridad de las personas ante las elevadas tensiones que aparecen cuando se produce una falta a tierra.
- Proteger de los daños ocasionados por la corriente de falta a propiedades y equipo, así como garantizar la fiabilidad de la propia línea.

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza

*Ilustración 15: Resistividad termica del terreno en funcion de la naturaleza y humedad*

Para los dos primeros puntos se realizará el dimensionamiento térmico y mecánico del sistema. Cuando se origina un corto circulan por los conductores corrientes muy elevadas que causan grandes incrementos de temperaturas. Esto tiene en consecuencia que, por un lado el material se pueda fundir y por otro que aparezcan solicitaciones mecánicas en los cables (además de las fuerzas electromecánicas originadas por interacción de los campos magnéticos de los cables, creados por las altas corrientes)

$$I = A_{\text{mm}^2} \cdot \sqrt{\left(\frac{\text{TCAP} \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}$$

Donde:

I: Valor eficaz de la corriente de cortocircuito calculada anteriormente (kA)

A: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

T<sub>m</sub>: Temperatura máxima admisible (°C)

T<sub>a</sub>: Temperatura ambiente (°C)



$T_r$ : Temperatura de referencia del material ( $^{\circ}\text{C}$ )

$a_r$ : Coeficiente térmico de la resistividad a la temperatura de referencia ( $1/\text{C}^{\circ}$ )

$a_0$ : Coeficiente térmico de resistividad a  $0^{\circ}\text{C}$  ( $1/\text{C}^{\circ}$ )

$\rho_r$ : Resistividad del terreno a la temperatura de referencia (fim)

$K_0$ :  $1/a_0$  ( $^{\circ}\text{C}$ )

$t_F$ : duración de la corriente (s)

TCAP: Capacidad térmica por unidad de volumen ( $\text{J}/\text{cm}^3\text{C}^{\circ}$ )

El valor de la sección mínima que corresponde a la corriente eficaz de cortocircuito calculada en el apartado anterior resultará:

$T_c=30$ ;  $\rho_r=1.78$ ;  $t_m=1084$ ;  $\text{TCAP}=3.42$ ;  $\alpha=0.00381$ ;  $k_0=242$ ;  $A=30.32$

Para la seguridad de las personas, necesitamos calcular el voltaje de paso y el voltaje de contacto.

La diferencia de potencial escalonada se define como la diferencia de potencial entre dos puntos en el suelo separados por un 1 m en la dirección del gradiente de potencial máximo.

La tensión de contacto se define como la diferencia de potencial entre la puesta a tierra y un punto en la superficie a una distancia de 1 m en la dirección del gradiente de potencial máximo.

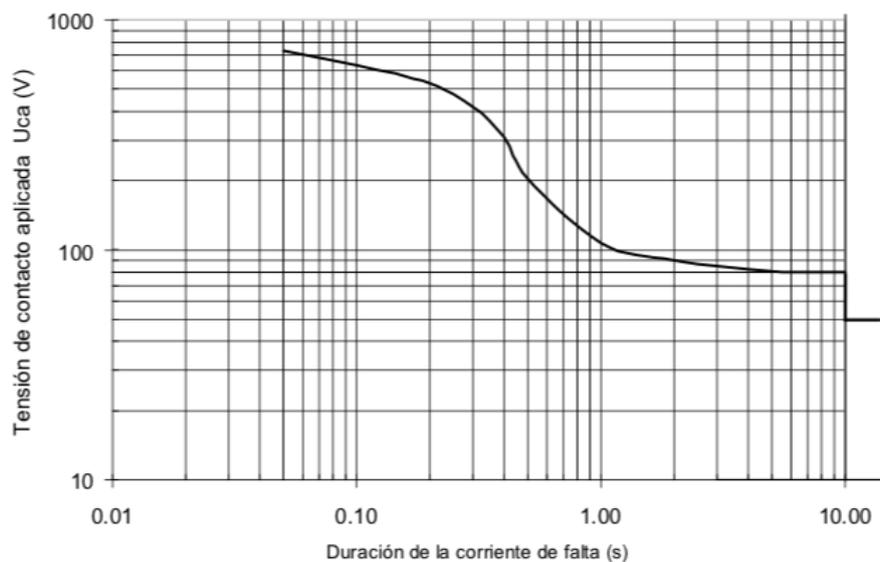


Ilustración 16: tensión de falta vs duración de la falta

Se calculan como:



$$U_{contacto} = (R_H + 6 \cdot \rho_s \cdot C_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

$$U_{paso} = (R_H + 1,5 \cdot \rho_s \cdot C_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

$$U_c = 2913,8V$$

$$U_p = 9548,9V$$

Donde:

$R_H$ : Resistencia media del cuerpo humano (1000  $\Omega$ ).

$\rho_s$ : Resistividad del suelo ( $\Omega \cdot m$ ).

$C_s$ : Factor de corrección.

Este último se calcula como:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \cdot (1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2 \cdot h_s + 0,09}$$

Resistencia de la pica:  $\frac{\rho_s}{L}$

Resistencia del cable =  $2 \cdot \frac{\rho}{L}$

Rcimentacion =  $\rho h \cdot \frac{0,2}{V}$

Resistencia del terreno

$$R_G = \frac{\rho_s}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{A}}$$

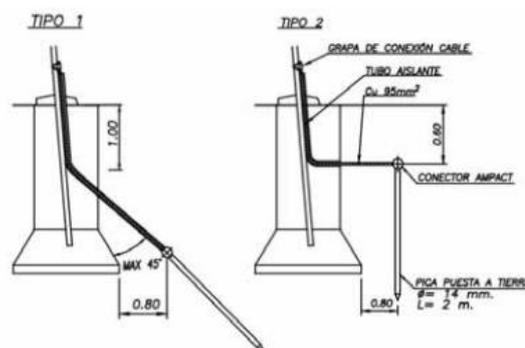


Ilustración 17: Puesta a tierra en apoyos

La resistencia equivalente para la falta es el paralelo de  $R_{HC}$  y  $R_{PAT}$  en serie con la resistencia del terreno.

Para esta resistencia total se obtiene: 27.44 $\Omega$



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

. Haciendo el divisor de intensidad, que surge de que la intensidad que pasa por la persona es una fracción de la intensidad de falta , es : 7.35A

Por tanto la tensión,  $U_h=8239.9V$ , es inferior a la tensión de paso, luego, la puesta a tierra diseñada es válida ya que las condiciones de seguridad mínimas se cumplen.

Por último se describirá que apoyos deben cumplir con los cálculos anteriores.

Establecer unos valores admisibles de tensión de contacto soportada tiene sentido en aquellos apoyos situados en zonas a las que las personas pueden acceder. Para determinar entonces en qué apoyos se debe garantizar el cumplimiento de las tensiones de contacto y de paso, la ITC-07 ofrece la siguiente clasificación:

Apoyos frecuentados: se considerarán aquellos apoyos que se encuentren en zonas donde se espere presencia de personas ajenas a la instalación eléctrica durante periodos de tiempo considerables. Son ejemplo áreas residenciales , campos de juego, fincas rústicas,... Los apoyos situados en suelos clasificados como urbanos o urbanizables también pertenecerán a este grupo.

Todos los apoyos frecuentados deberán garantizar el cumplimiento de la tensión de paso, pero quedarán exentos de cumplir la tensión de contacto aquellos apoyos cuya superficie expuesta haya sido aislada, y queden fuera del alcance a una distancia mínima horizontal de 1,25 m.

Por último, los apoyos frecuentados se clasifican en dos grupos:

Apoyos frecuentados con calzado: para aquellos situados en zonas en los que se espera que las personas vayan calzadas (carreteras públicas, aparcamientos,...) Se incluirá en la resistencia del cuerpo humano una resistencia de calzado adicional con un valor de 1.000  $\Omega$ , resultando la resistencia final:

$$Ra = Ra1 + Ra2 = 1000 + 1,5 \cdot \rho_s$$

Apoyos frecuentados sin calzado: aquellos situados en lugares donde es posible que las personas transiten con los pies desnudos. Se considerará únicamente la resistencia de contacto con el suelo:

$$Ra = Ra2 = 1,5 \cdot \rho_s$$



Apoyos no frecuentados: serán aquellos situados en lugares en los que la presencia de las personas es poco frecuente. Para estos apoyos no será necesario cumplir con las tensiones de contacto y paso, aunque sí con las verificaciones e inspecciones reglamentarias que le correspondan.

### 7. Cables de guardia

La línea de protección seleccionada para la instalación inicial no mostró desventajas, así que se mantendrá tal y como se encuentra. Este es el cable de conexión a tierra se escogerá de fibra óptica, monomodo G652.D clase 8OPGW ya que cumple con la norma CFE E100021 y tiene una excelente resistencia mecánica.

	Tipo y calibre de conductor	
Hilo de guarda 1	7#8	Acero
Hilo de guarda 2	48 Fibras ópticas Monomodo G.652 d	OPGW

## 4. Cálculos eléctricos conexión subterránea + aérea

Continuando con el estudio, en este punto se analiza la conexión de los parques eólicos con la subestación a través de 11 km de línea subterránea en 220 kV y 68km de línea aérea de 400kv

### 1. Características generales del tramo subterráneo

Sistema	Corriente alterna trifásica
Tensión nominal kv	220
Tensión mas elevada kv	245
Frecuencia Hz	60
Potencia max. de transporte MVA	1755
Cable	XLPE-Cu-2500/220
Tipo de infraestructura	BAJO TUBO +HORMIGON
Nº circuitos	1
Nº conductores por fase	1
Longitud km	11
Conexión de las pantallas	Cross bonded con transposición

El diseñador es responsable de definir e interpretar las condiciones de instalación, como se especifica en ITC 06 RLEAT para tensiones superiores a 30 kV. Esto se hace porque es el caso inmediato.



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

La profundidad de excavación será de 1,25 m, disposición desplazada, distancia entre conductores 132 mm

El conducto consta de las siguientes capas, en altura descendente:

- 0-150 mm se reemplaza la superficie con pavimento. En este caso, el uso de arena autocavada al conducir por caminos arenosos.

- En el rango de 150-800 mm, la zanja se rellena con arena procedente de la obra hasta conseguir una compactación mínima de 95% del Proctor modificado. Cinta de advertencia de línea de alta tensión a los 350 mm.

-Entre 800 y 1250 mm, la zanja se rellena con arena de la excavación. A 1150 mm, los tres cables están desplazados y encima se coloca una lámina protectora de PVC. La transición de la situación en cada fase se realiza para equilibrar los parámetros eléctricos que reconoce cada fase. Como se explicará más adelante, el sistema de conexión de la pantalla está puentado con corss-bonded

A los 11 km se encontrara un centro de transformación donde se conectara con la línea aérea a 400kV

### 2. Características de los materiales

Es primordial que los materiales contengan las características adecuadas para su correcto funcionamiento.

Características del conductor:

Designación	mm <sup>2</sup>	XLPE-CU-2500/220
Sección	mm	2500
Diámetro	mm	62
Espesor del aislamiento	mm	23
Diámetro sobre aislamiento	mm	113
Sección de la pantalla	mm <sup>2</sup>	185
Peso	Kg/m	33.1
Resistencia	Ohm/m	0.0072
Inductancia	mH/m	0.34
Capacidad	μF/km	0.27
Intensidad máxima admisible	A	1755
Diámetro exterior del cable	mm	132.4

El bloque de terminales seleccionado debe permitir una combinación eficiente y segura de secciones aéreas y terrestres, adaptadas al nivel de tensión.

La botella terminal será: de 245 kv de voltaje de material composite con desigancion:APECB-2456-P

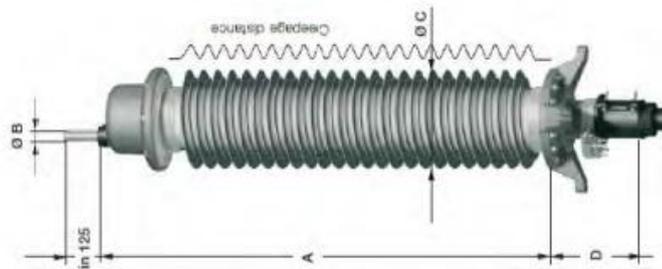


Ilustración 18: Botella terminal

La autoválvula sirve para proteger la parte subterránea de la línea de sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas. Por esta razón, hay uno instalado por fase para apoyar el paso de aire a subterráneo. Está especialmente diseñado para el máximo nivel de tensión de la línea. Constan de resistencias variables cuyo voltaje (a mayor voltaje, menor resistencia) está compuesto por pellets de ZnO, que se conectan a tierra cuando se produce una descarga atmosférica.

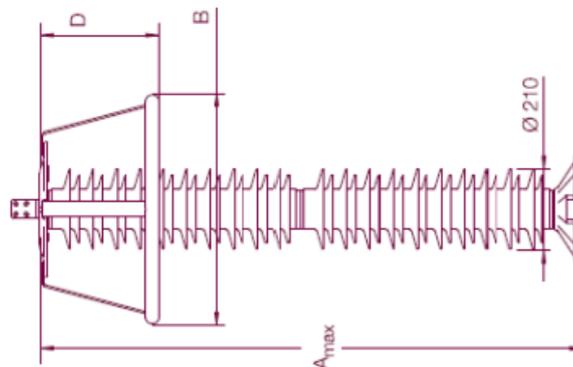


Ilustración 19: Autovalvulas

Como mecanismo de puesta a tierra se utilizará la conexión cruzada con transposición, ya que es la más recomendada para una longitud de línea superior a 1 km. El Cross-bonding tiene como objetivo neutralizar la tensión producida en la pantalla de los conductores a la vez que eliminar o disminuir la corriente inducida en la pantalla. Cuando las tres longitudes en las que se divide son iguales, la tensión de la pantalla queda totalmente neutralizada (y no circula corriente por las pantallas). En consecuencia, las cajas de empalme del sistema estarán situadas a cada 730m del inicio de la línea.

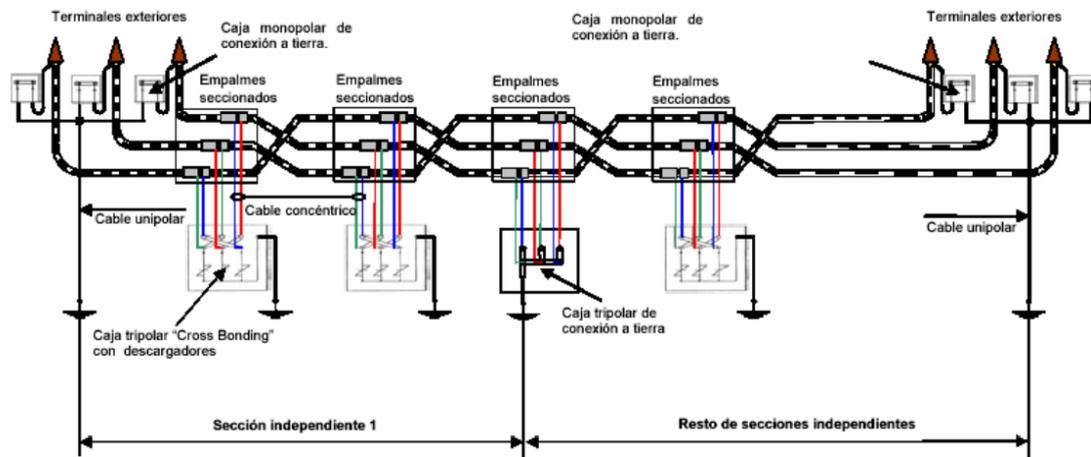


Ilustración 20: explicación Cross-Bonding

Cada tercio de una longitud, los empalmes deben:

- Tener una conductividad igual o superior a la de un conductor de la misma longitud.
- El aislamiento debe ser tan eficaz como el del cable.
- Debe estar protegido contra la intrusión de humedad y ser capaz de soportar las cargas dinámicas que puedan surgir.

El empalme utilizado debe permitir la transposición de la pantalla, por lo que se ha elegido el JX-B245 P.



Ilustración 21:Empalme

Disposición de la toma de tierra

Los elementos que componen la toma de tierra son los siguientes:

- Elementos de puesta a tierra de la pantalla: Además de las cajas de conexión a tierra de la pantalla, se formará una conexión entre el inicio y el final de la línea. Para realizar la conexión se utiliza un cable de cobre desnudo de 185 mm<sup>2</sup> de sección.
- Línea de puesta a tierra: Conecta el electrodo de tierra con el punto de puesta a tierra de la instalación (cajas de conexión y el inicio y el final de la línea). Se utiliza un cable de cobre desnudo de 185 mm<sup>2</sup> de sección para realizar la conexión.
- Electrodos de puesta a tierra: Se conectarán dos picas de 2 metros mediante un hilo de cobre de 4 metros y 95 mm<sup>2</sup> de sección. La soldadura se conectará a la línea de tierra.



### 3. Apoyo paso aéreo-subterráneo

Las autoválvulas y los cilindros terminales deben instalarse en el soporte aéreo-subterráneo. El conductor aéreo debe estar unido a la autoválvula. La autoválvula debe colocarse lo más cerca posible del cilindro terminal sin superar los 3 metros. Los conductores deben estar fijados al soporte, pero con espacio suficiente entre ellos para evitar desplazamientos inducidos por fenómenos electromagnéticos.

Para protegerlas de cualquier manipulación externa, las cajas de seccionamiento de las pantallas deben colocarse a una altura superior a 4 m. La conexión entre la puesta a tierra de la autoválvula y la caja de seccionamiento de la puesta a tierra del conductor subterráneo debe realizarse con conductores separados en el eje del apoyo. Posteriormente, se utilizará un conductor común para unir este punto de conexión con la puesta a tierra del apoyo.

Un cerramiento de obra ejecutado en la cara exterior protegerá el cable de tierra y los conductores subterráneos del suelo hasta una altura de 2,10 metros. Además, desde el final de la protección de obra hasta los 2,40 metros, se colocará una bandeja metálica galvanizada.

### 4. Características generales de la instalación

Característica	Valor
Tensión nominal kv	220
Longitud	60
Conexión de pantalla	1
Conexión de las pantallas	Cross bonded con transposición

Características generales del conductor:

Designación	mm <sup>2</sup>	XLPE-CU-2500/220
Sección	mm	2500
Diámetro	mm	62
Espesor del aislamiento	mm	23
Diámetro sobre aislamiento	mm	113
Sección de la pantalla	mm <sup>2</sup>	185
Peso	Kg/m	33.1
Resistencia	Ohm/m	0.0072
Inductancia	mH/m	0.34
Capacidad	μF/km	0.27
Intensidad máxima admisible	A	1755
Diámetro exterior del cable	mm	132.4



### Resistencia

En el transporte eléctrico, la resistencia de los conductores es la principal fuente de pérdida de energía. La siguiente ecuación dará la resistencia por kilómetro de los conductores a la temperatura:  $R_{\theta} = R_{\theta'} * (1 + \gamma_s)$

Siendo:  $R_{\theta}$ : Resistencia del conductor con corriente alterna a  $\theta$  °C [ $\Omega$ /km]

$R_{\theta'}$ : Resistencia del conductor con corriente continua a  $\theta$  °C [ $\Omega$ /km]

$\gamma_s$ : Factor de efecto pelicular

Para determinar la resistencia del conductor con corriente continua a  $\theta$  °C partiremos de la expresión:  $R_{\theta} = R_{20'} * (1 + \alpha_{20}(\theta - 20))$

Siendo:  $R_{\theta'}$ : Resistencia del conductor con corriente continua a  $\theta$  °C [ $\Omega$ /km]

$R_{20'}$ : Resistencia del conductor con corriente continua a 20 °C [ $\Omega$ /km]

$\alpha_{20}$ : Coeficiente de variación de la resistividad a 20°C [1/K]

$\theta$ : Temperatura de servicio [°C]

En el caso que nos ocupa estos son los valores que toman  $R_{20'}$  y  $\alpha_{20}$ :

El efecto pelicular se determinará a partir de las fórmulas de Kelvin:

$$XS^2 = 8 * \pi * f * \frac{10^{-7}}{R_{\theta}}$$

$$\gamma_s = XS^4 192 + (0.8 * XS^4)$$

Siendo:  $R_{\theta'}$ : Resistencia del conductor con corriente continua a  $\theta$  °C [ $\Omega$ /km]

f: Frecuencia del sistema [60 Hz]

Los siguientes valores de la resistencia real de los conductores pueden obtenerse utilizando la fórmula mencionada.

Temperatura °C	Resistencia en corriente continua ohm/km	factor efecto peculiar xs	factor efecto peculiar ys	Resistencia con efecto peculiar ohm/km
20	0.0079	0.019088203	18.97600636	0.78905225
30	0.0082397	0.018301249	17.4437528	0.75985495
40	0.0085794	0.017576614	16.08984717	0.73310317
50	0.0089191	0.016907177	14.88765068	0.70851773
60	0.0092588	0.016286862	13.81531794	0.68586033
70	0.0095985	0.015710455	12.85479812	0.6649264
80	0.0099382	0.015173452	11.99107076	0.6455393
90	0.0102779	0.014671947	11.21155525	0.62754572



95	0.01044775	0.014433423	10.84999718	0.61902904
----	------------	-------------	-------------	------------

### Reactancia

La reactancia de una línea es una medida del efecto generado en un conductor por una corriente alterna y sinusoidal, en la que una fuerza electromagnética es proporcional a la velocidad de variación de la corriente.

$$X = 2 * \pi * f * L$$

en donde f: [60 Hz] Frecuencia del sistema.

L: Coeficiente de autoinducción [H]

El coeficiente de autoinducción se determina mediante la siguiente expresión, que varía en función del fabricante del conductor:

$$L = 0.05 + 0.2 * \ln(k * S/Rc) \text{ (mH/km)}$$

Siendo: K: Coeficiente de formación (1 para tresbolillo)

S: Distancia entre centros de conductores (132.4 mm)

Rc: Radio del conductor [mm]

El resultado será de 0.34 mH/km por lo que para la reactancia por kilómetro de la línea será:

$$X = 2 * \pi * f * L = 2 * \pi * 60 * L = 0.128 \text{ } [\Omega/\text{km}]$$

### Capacidad

La capacitancia de una línea es un parámetro que se produce como consecuencia de la diferencia de potencial entre los conductores, y se calcula mediante la fórmula del fabricante:

$$C = \epsilon_r / (18 * \ln(r_0/r_1)) \text{ } [\mu\text{F}/\text{km}]$$

Siendo:  $\epsilon_r$ : Permitividad magnética (en el caso del XLPE es 2.5) [ $\mu\text{F}/\text{km}$ ]

$r_0$ : Radio externo del aislamiento [mm]

$r_1$ : Radio del conductor incluyendo pantalla [mm]

El resultado será de 0.27  $\mu\text{F}/\text{km}$ .

### Caída de tensión

Partiendo del equivalente en  $\pi$  se puede definir la caída de tensión entre el principio y el fin de la línea a partir de la siguiente expresión:

$$\Delta U = (|U_1| - |U_2|) / |U_2| * 100 \text{ } [\%]$$

Siendo:



U2: La tensión nominal de la línea [kV]

U1: Viene dado por la expresión:

$$U1 / \sqrt{3} = ch(\gamma l) U2 / \sqrt{3} + (Zcsh(\gamma l)) I2$$

$$I2 = P / (\sqrt{3} * |U2| \cos(\varphi))$$

P: Potencia máxima que transportará la línea [MW]

Cosφ: Factor de potencia de la carga receptora

Cos phi	Caída de tensión
0.8	0.11%
0.85	0.04%
0.9	0.04%
0.95	0.03%
1	0.02%

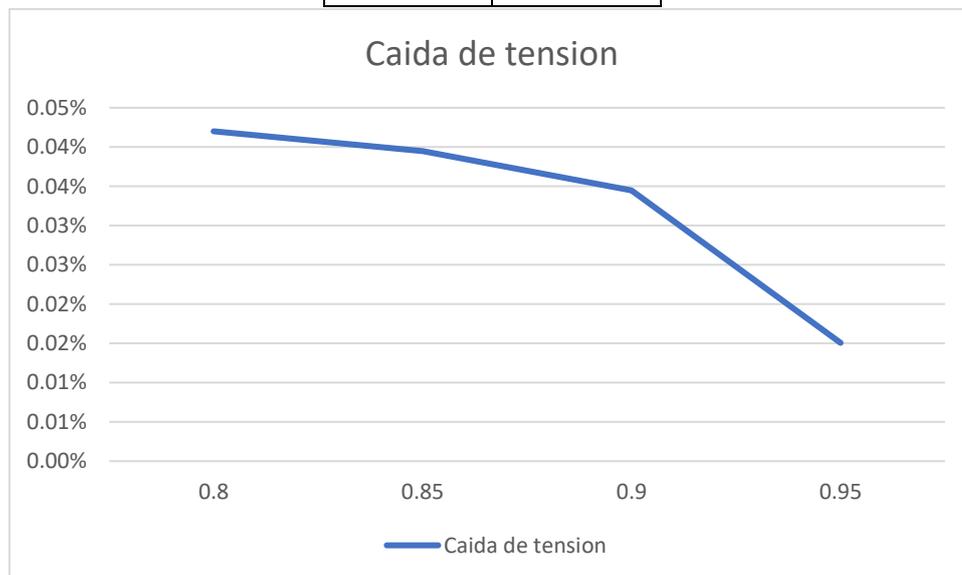


Ilustración 22: Caída de tensión en función del cos(phi)

Potencia máxima transportable La potencia máxima de la línea vendrá definida por la siguiente expresión:

$$Pmax = \sqrt{3} * U * Iadm * \cos(\varphi) [MW]$$

Siendo: U: Tensión del sistema [kV]



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

$I_{adm}$ : Intensidad máxima admisible del conductor [kA]

$\cos(\phi)$ : Factor de potencia de la carga

Siendo entonces la máxima potencia de transporte según el  $\cos(\phi)$ :

Cos phi	Potencia máxima
0.8	447.82115
0.85	502.285554
0.9	564.662759
0.95	636.944767
1	721.81813

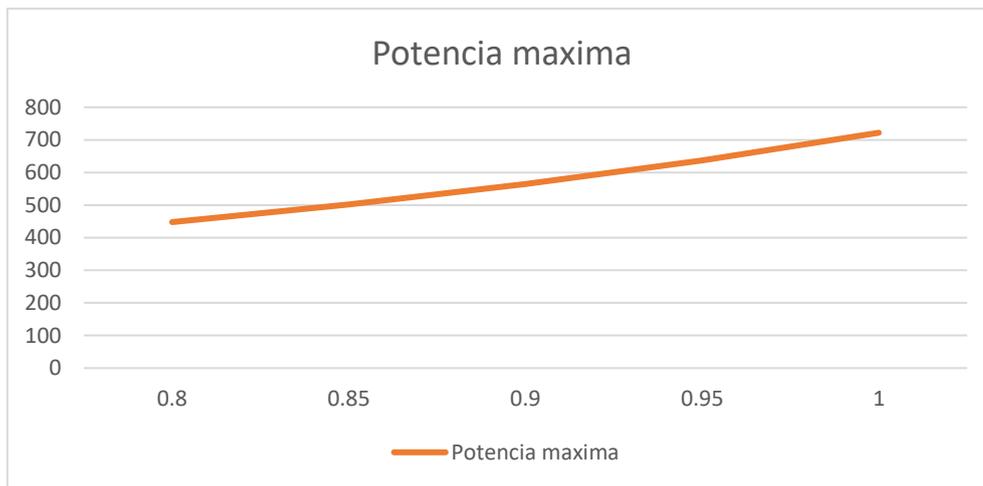


Ilustración 23:Potencia maxima

Como se puede ver el tramo subterráneo no supondrá un cuello de botella para la corriente puesto que la intensidad admisible será superior que la del tramo aéreo

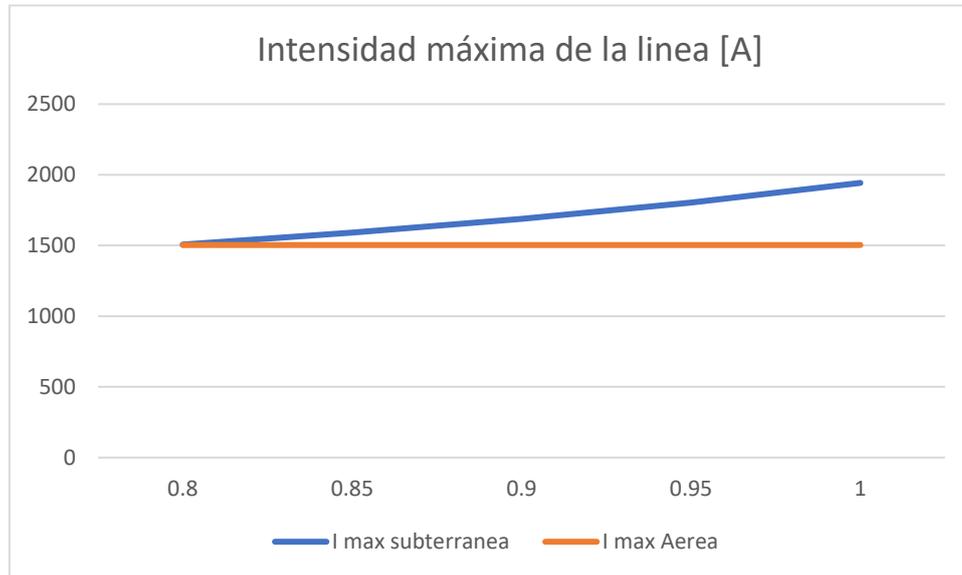


Ilustración 24: Intensidad máxima

Las pérdidas de una línea vendrán fijadas por las pérdidas por efecto Joule.

Se calcularán con las siguientes expresiones:

$$\Delta P = 3 * R * L * I^2 \text{ [MW]}$$

$$\Delta P = P * L * R * 10 * U^2 * \cos(\varphi)^2 \text{ [%]}$$

Siendo: L: Longitud de la línea [km]

R: Resistencia [ $\Omega$ /km]

I: Intensidad de la línea [kA]

U: Tensión del sistema [kV]

P: Potencia máxima [MVA]

Cos( $\phi$ ): Factor de potencia Los resultados obtenidos son:

Cos phi	Perdidas por efecto joule MW	perdidas de potencia en %
0.8	0.65376134	0.012%
0.85	0.72854021	0.012%
0.9	0.82126493	0.013%
0.95	0.93787799	0.014%
1	1.08704013	0.015%



### 5. Cálculos eléctricos del tramo aéreo conexión subterránea

En este capítulo se harán los mismos cálculos que se realizaron para la conexión aérea. Para ello se tendrá en cuenta los parámetros distintos:

Para facilitar las comparaciones de inversión, y que el objetivo del trabajo de investigación sea más sencillo de analizar, se ha escogido el mismo conductor que en la conexión aérea. Los cálculos y los elementos de la línea serán por lo tanto muy semejantes, pero atendiendo a una distancia menor de recorrido aéreo.

DESCRIPCIÓN CORTA	BLUEJAY 1113
DIÁMETRO ALAMBRE ALUMINIO mm	4
NÚMERO ALAMBRES ALUMINIO	45
DIÁMETRO ALAMBRE ACERO mm	2.66
NÚMERO ALAMBRES ACERO AL SOLDADO	7
ÁREA TOTAL DEL CONDUCTOR mm <sup>2</sup>	603
Elasticidad kn7mm <sup>2</sup>	3394.11314
coeficiente de dilatación	1.5673E-05
DIÁMETRO TOTAL DEL CABLE mm	31.98
CARGA MÍNIMA A LA RUPTURA KN kg	130
	13256.3108
RESISTENCIA A C.D. A 20°C ohm/km	0.0511
MASA APROX. Kg/km	1870.6
factor de corrección itc lat 7	0.97
densidad de corriente A/mm <sup>2</sup>	1.55
densidad de corriente A/mm <sup>2</sup>	1.5035
I max A	1813.221
S max MVA	1256.23636

-Efecto corona

separación del haz mm	req mm	radio individual del conductor cm	D distancia media geométrica eq cm	RMG eq	coeficiente de humedad sigma	uc	Ume	Perdidas por efecto corona kW/km
400	79.97	1.599	1070.93	50.378	1.05	515.91	460	52.701

-Parámetros de la línea



Capacidad F/km	B S/km	L H/Km	X ohm/km	R ohm/km
1.1355E-08	4.2807E-06	0.00107186	0.40408205	0.06567372

### 5. Estudio financiero

Tras realizar los cálculos de pérdidas eléctricas en un año se hace un estudio de inversión, así como de operaciones y mantenimiento. Un estudio de inversión en la energía eólica, y de los gastos de operación y mantenimiento que conllevan las distintas estaciones, con el fin de comparar las pérdidas y ganancias.

A continuación, se muestran las distintas tablas con los cálculos en los que se hayan los costes según el BOE-A-2011-3693, y las gráficas en las que se muestran las pérdidas y ganancias generadas, según se realizase el tramo subterráneo, o subterráneo + aéreo.

#### Línea Aérea:

Inversión de capital	Coste variable	uds	Coste fijo	Total
Línea aérea	317320	€/km línea	575662	25326622
Convencional 400 kV, 50 kA, todas las configuraciones			1214288	1214288
Reactancias (400 ó 220 kV)	15813	€/MVar		6325200
Condensadores (400 ó 220 kV)	2001	€/MVar		800400
			Total M€	33.66651

Gastos de Operación y mantenimiento	Coste variable	uds	Total
Línea aérea	4082	€/km circuito	318396
Condensadores	10	€/MVar	4000
Reactancias	15	€/MVar	6000
convencional 400	82944	€	82944
		Total M€	0.41134

#### Línea Subterránea+ aérea.



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

Inversion de capital	Coste variable	uds	Coste fijo €	Total
linea subterranea seccion> 25000mm <sup>2</sup>	5174738	€/km línea		56922118
trafo 400/220	9994	€/MVA		3997600
linea aerea	317320	€/km línea	575662	22470742
Convencional 400 kV, 50 kA, todas las configuraciones			1214288	1214288
Blindada 220 kV, 50 kA, en intemperie, todas las configuraciones, con fluoductos			1576154	1576154
Reactancias (400 ó 220 kV)	15813	€/MVA		6325200
Condensadores (400 ó 220 kV)	2001	€/MVA		800400
			Total M€	93.306502

Gastos de Operación y mantenimiento	Coste variable	uds	Total
LINEA AERA	4082	€/km circuito	281658
LINEA SUBTERRANEA	2101	€/km circuito	23111
trafo	246	€/MVA	98400
Condensadores	10	€/MVA	4000
Reactancias	15	€/MVA	6000
Blindada220	43046	€	43046
convencional 400	82944	€	82944
		Total M€	0.539159

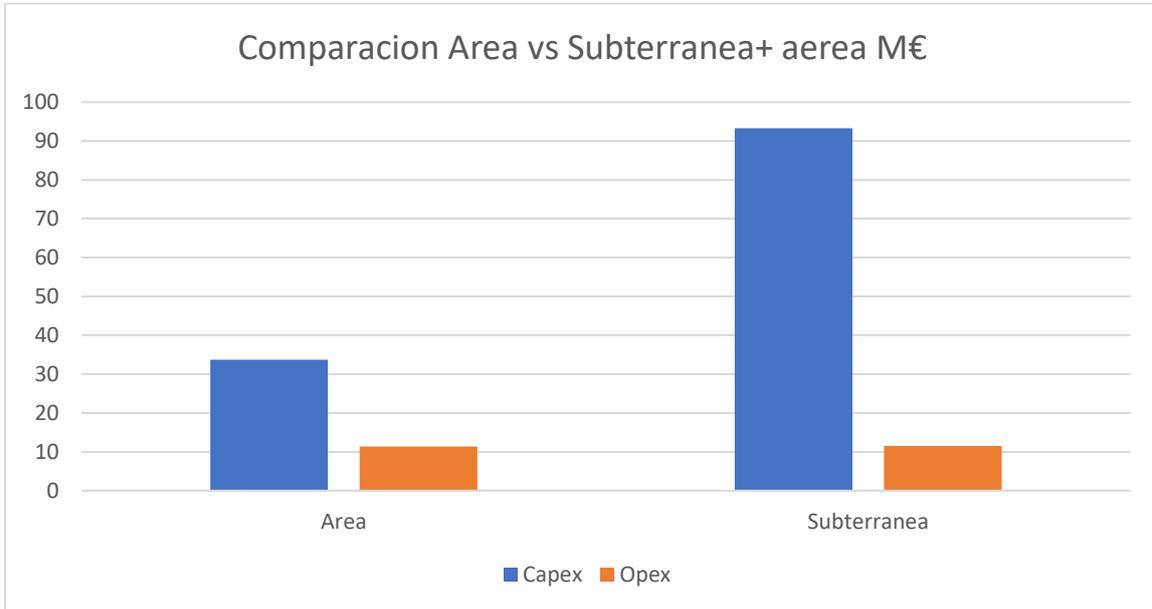


Ilustración 25: comparación de inversión y gastos de O&M

La conexión aérea tendría un coste aproximado de 33 M y la subterránea de 99 M, por lo que sería alrededor de un 227% mayor.

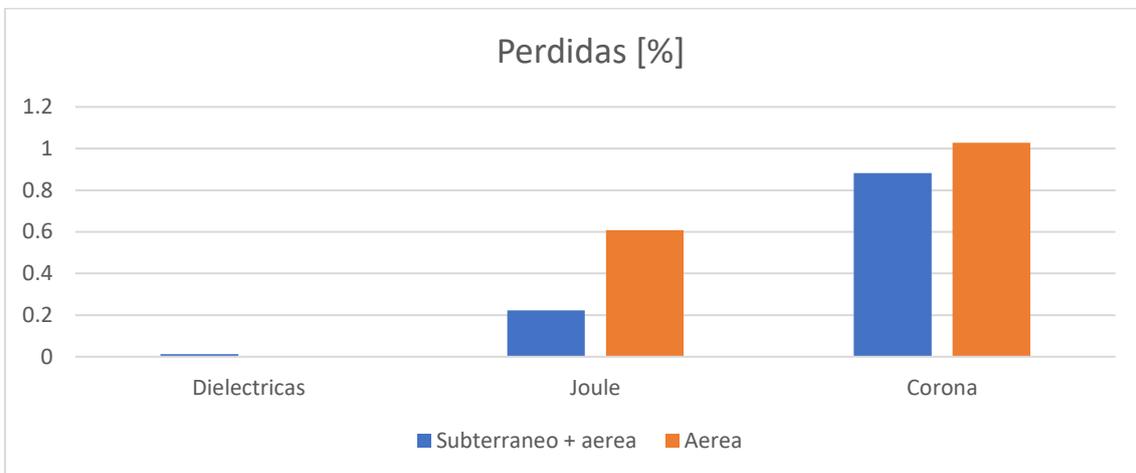


Ilustración 26: Comparación de pérdidas de potencia

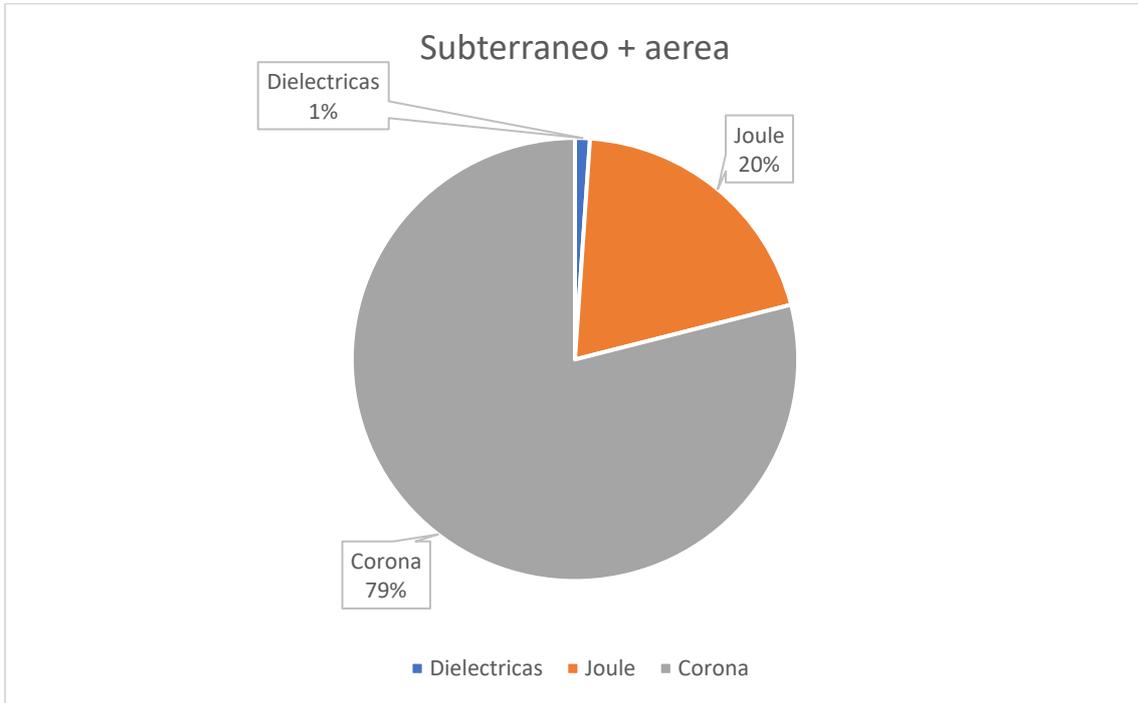


Ilustración 27:Perdidas tramo subterráneo y aéreo

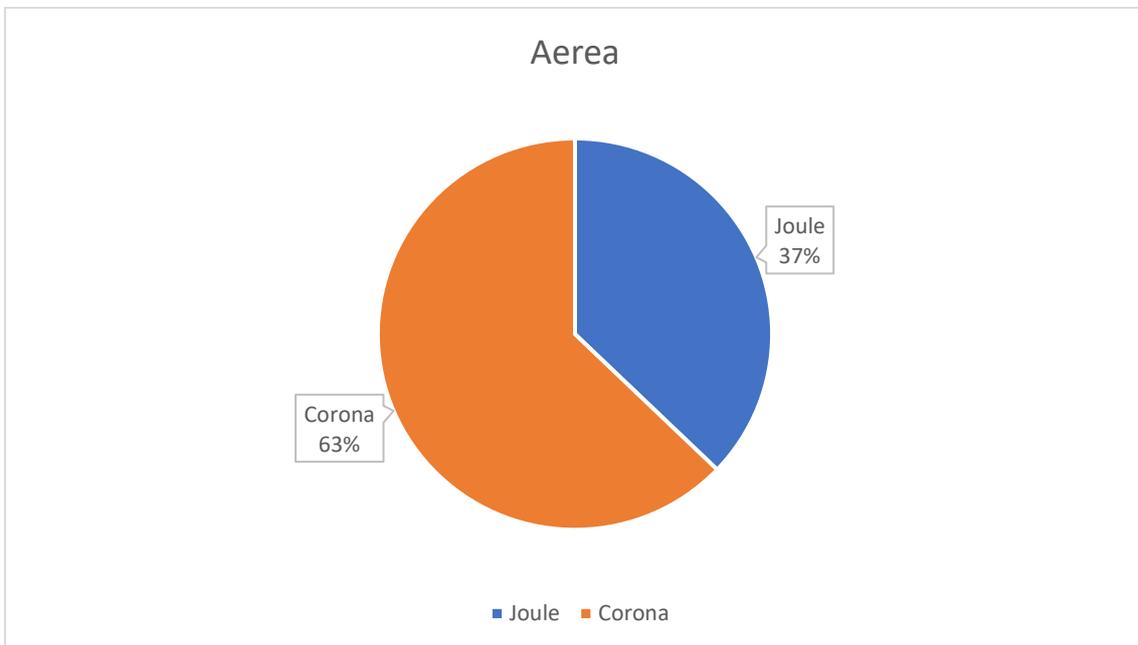


Ilustración 28:Perdidas Aéreas.



### 6. Alineación ODS



Este trabajo se ha desarrollado con atención a los objetivos de desarrollo sostenible acordados en el año 2015 con el fin de erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos, de manera mundial. Se plantea, por tanto, que el sistema de energía eólica sería, además de una manera más limpia de consumo de energía, un factor que contribuiría a alcanzar estos objetivos que desarrollo sostenible.

Se ha atendido principalmente a los siguientes: N°7: Energía sostenible y no contaminante: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. Con este estudio se pretende garantizar la evacuación de dos parques eólicos (Dominica 1 y 2) a la red.

N°9: Industria, innovación e infraestructura: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación. La línea ha de ser diseñada para operar sin dificultad durante toda la vida útil del proyecto.

N°10: Reducción de las desigualdades: Reducción de la desigualdad de precios de la energía en comparación con otros países. Promoviendo el acceso a la electricidad mas barata.

N°13: Acción por el clima: reducción de la emisión de CO<sub>2</sub>, al fomentar la inversión en parques eólicos



### 7. Conclusiones

Este proyecto fin de máster ha abordado la parametrización y optimización de una línea eléctrica para reducir las pérdidas de potencia y calcular el capex y opex mas adecuado, atendiendo a la frecuencia de potencia en la línea, en función del viento. El proceso de optimización ha comprendido cuatro pasos:

- Cálculos de viento
- Parametrización de las posibles líneas
- Estimación de perdidas
- Análisis financiero

Como se ha podido ver en el apartado 5, la inversión de capital de una línea aérea y subterránea es mucho mayor, hasta 2.5 veces, que una línea totalmente aérea. No solo por los gastos de obra y excavación, sino también por los sistemas necesarios para ellos (centro de transformación y aparamenta eléctrica). En cuanto a los gastos de operación y mantenimiento, son menores en el tramo subterráneo. Sin embargo, al unirse con el tramo aéreo a los 11 km, no baja las perdidas eléctricas que se pueden encontrar causadas por efecto corona y el efecto joule.

Por todo ello, se concluye que la inversión mas acertada es la de crear la línea aérea dúplex de un solo circuito. No solo la Inversión es menor, sino que la diferencia de perdidas con la línea mixta no es tan grande como para hacerla de otra manera.



### 8. Referencias

1. P.Rodríguez Herreias, Apuntes Aspectos eléctricos. ICAI
2. P.Rodríguez Herreias, Apuntes Aislamiento. ICAI
3. P.Rodríguez Herreias, Apuntes Lineas de cable aislado. ICAI
4. P.Rodríguez Herreias, Apuntes Proyecto. ICAI
5. BOE-A-2011-3693
6. BOE-A-2015-13488
7. CFE,2013; Aluminum conductor steel-reinforced cable/steel wire core coated with welded aluminum (ACSR/AS)
8. CFE, 2014 Diseño de líneas de transmisión aéreas.
9. CFE,2019; Aisladores de suspensión de tipo porcelana o de vidrio templado
10. CFE,2019; Red de puesta a tierra para estructuras de líneas de tensión aéreas
11. Agúndez Lería, C. (2016). Método de cálculo real de puestas a tierra en líneas de alta tensión. *Anales Asociacion de ingenieros de ICAI*. Published.
12. CFE,2019; Cable de guardia con fibrasopticas
13. SGD,2016; Catalogo de aisladores de vidrio
14. ITC-LAT 07 líneas aéreas con conductores desnudos
15. Catalogo aerogenerado siemens gamesa: SG 2.1-114



9. Planos

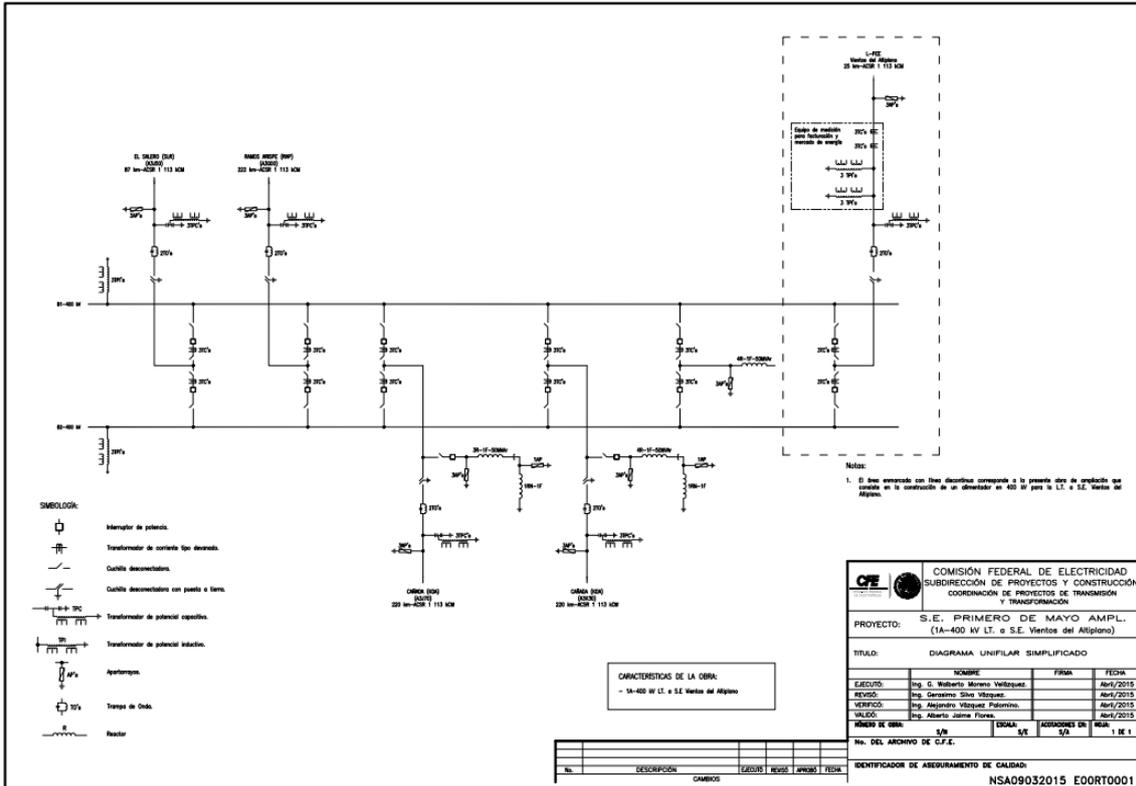
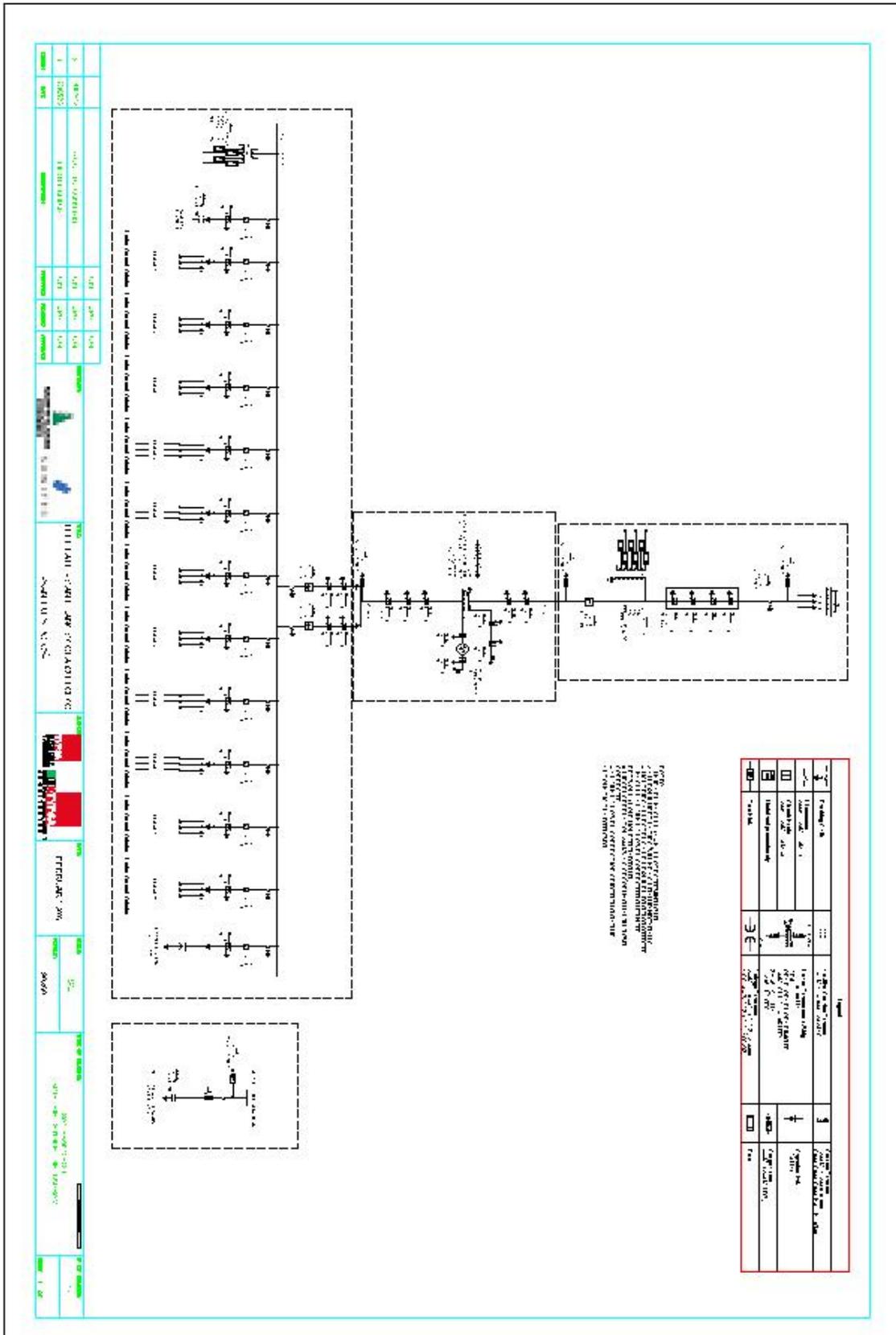


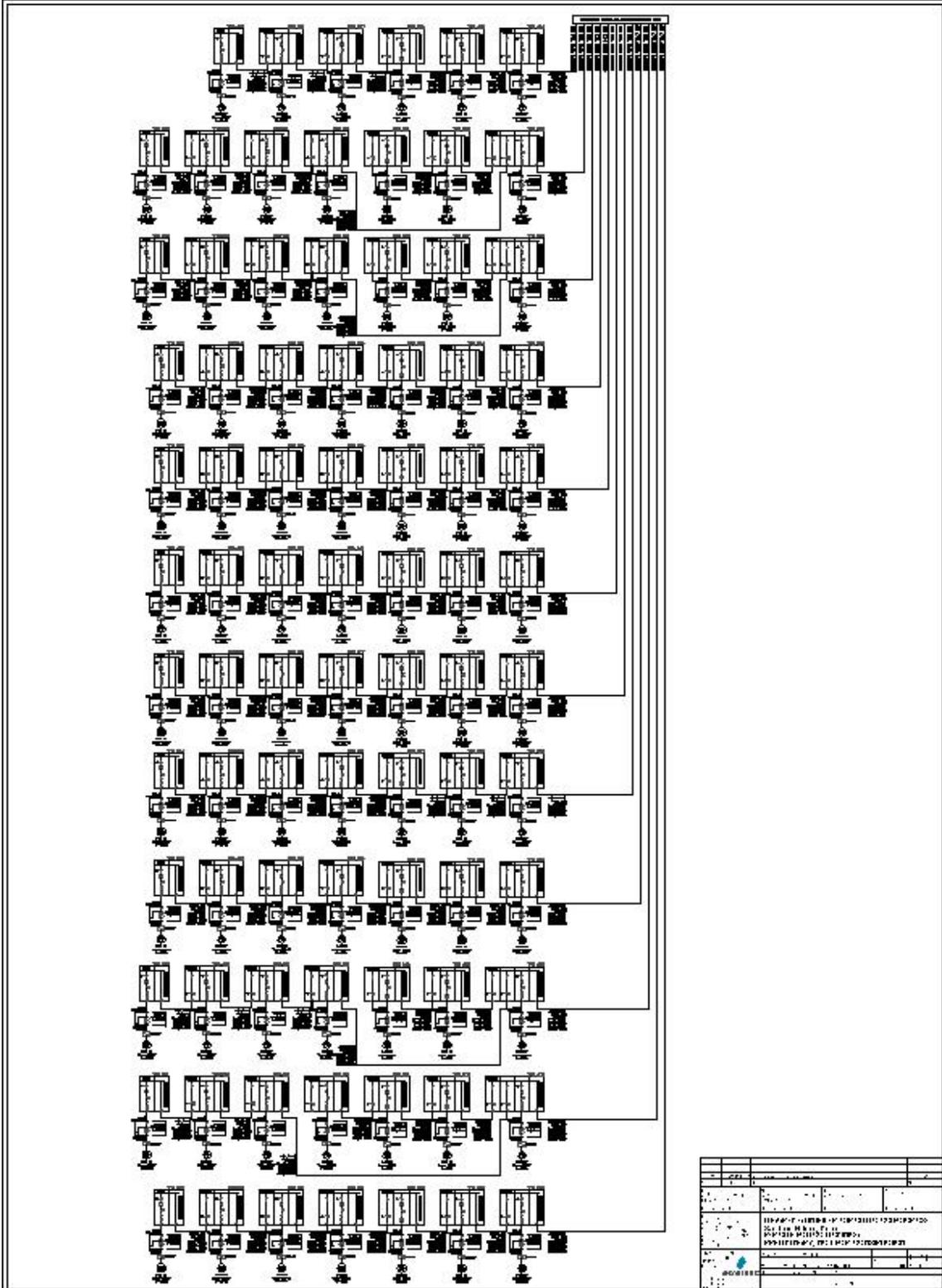
Diagrama unifilar simplificado







Simplified line diagram



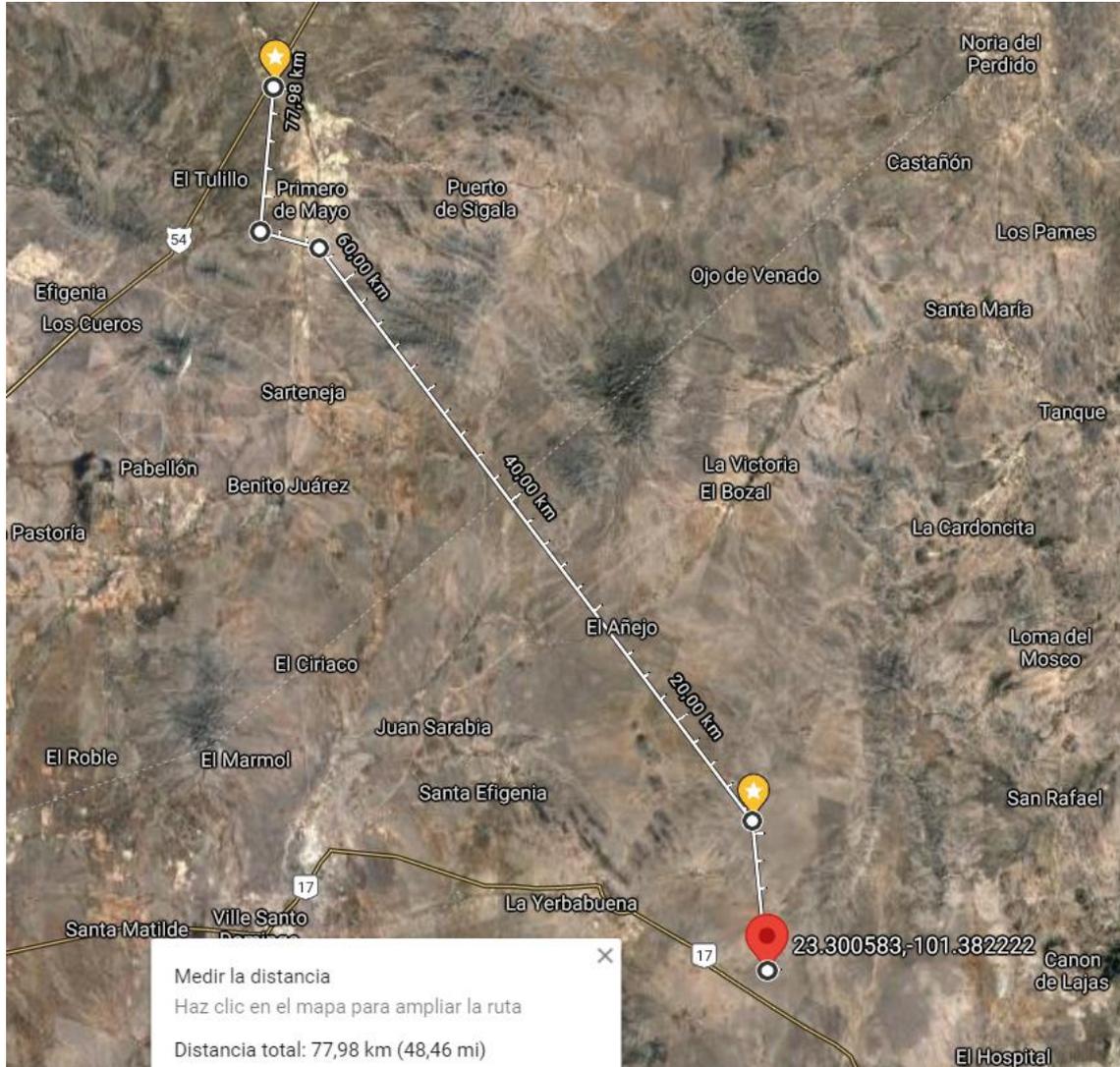
Sistema colector de media tension



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

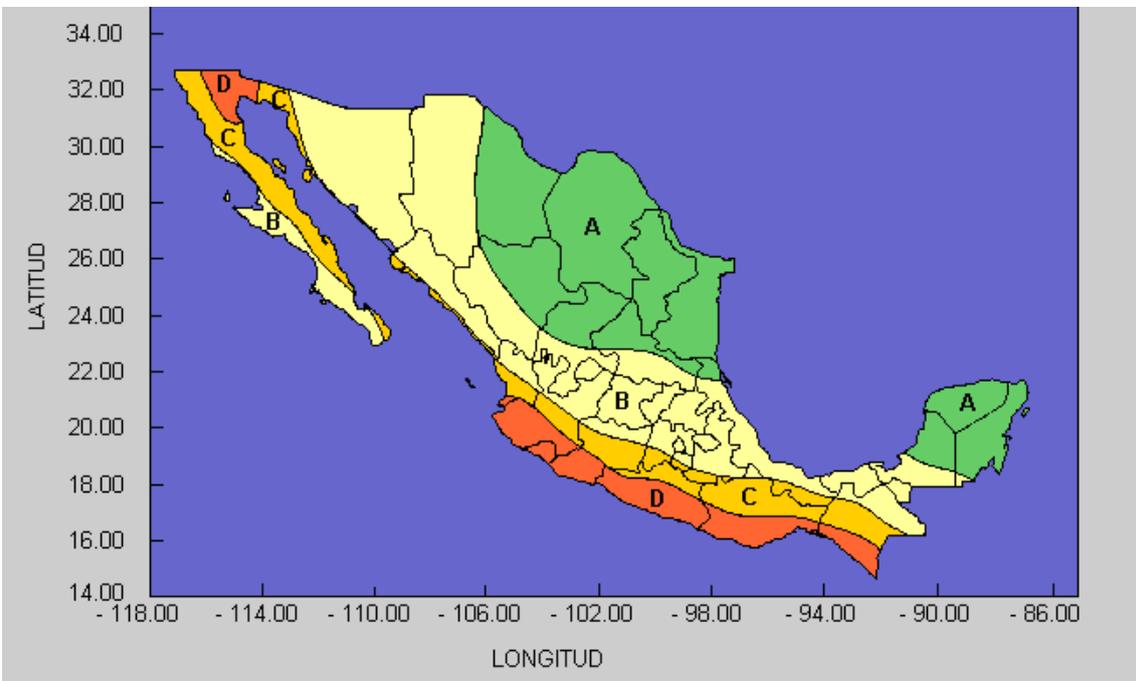
Emplazamiento de los parques eólicos y distancias.



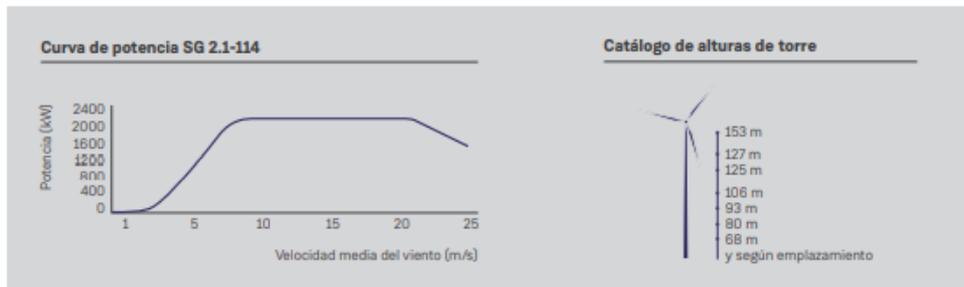


Maoa de redes de 2006 mexico

Zonas sísmica:



Catálogo aerogenerado siemens gamesa: SG 2.1-114



### Un referente en su segmento

Con un rotor de 114 metros, diferentes opciones de torre (desde 68 hasta 153 metros) y una potencia nominal de 2.1 MW, el aerogenerador SG 2.1-114 <sup>(1)</sup> constituye una de las propuestas de producto de la plataforma Siemens Gamesa 2.X.

Este modelo es un referente por su baja densidad de potencia, lo que permite obtener la máxima rentabilidad en emplazamientos de vientos bajos y medios. Así lo acredita una sólida presencia, con más de 6.663 MW instalados en todo el mundo, y una significativa cartera de pedidos.

Adicionalmente dispone de soluciones optimizadas para localizaciones en Clase S que permiten su adaptación a las condiciones medioambientales de mercados como India, China y Brasil.

### Minima densidad de potencia, máxima rentabilidad

Con una pala de 56 metros de longitud y perfiles aerodinámicos desarrollados con tecnologías de última generación, SG 2.1-114 garantiza la máxima producción de energía junto con niveles de emisión de ruido reducidos gracias a la tecnología de bordes serrados DinoTails<sup>®</sup> Next Generation.

Asimismo mediante la aplicación de tecnologías exhaustivamente validadas y certificadas en la plataforma Siemens Gamesa 2.X, esta turbina reduce de forma significativa el Coste de Energía.

### Versatilidad y amplia experiencia

Con más de 59 GW instalados en el segmento de 2.0-2.9 MW y niveles de disponibilidad superiores al 98%, Siemens Gamesa 2.X destaca por su versatilidad y máximo rendimiento en todo tipo de emplazamientos y condiciones de viento. Su catálogo de rotores y de alturas de torre (63-153 metros), así como diferentes opciones ambientales conforman una excelente propuesta para extraer la máxima energía del viento con la mayor eficiencia.

<sup>(1)</sup> Modelo comercializado como SG 2.0-114 en ciertos mercados.

## Especificaciones técnicas

Datos generales	
Potencia nominal	2.1 MW
Clase de viento	IEC IIA/IIIA/S
Control	Pitch y velocidad variable
Temperatura operativa estándar	Rango desde -20°C hasta 40°C <sup>(2)</sup>
Rotor	
Diámetro	114 m
Área de barrido	10.207 m <sup>2</sup>
Densidad de potencia	205,74 W/m <sup>2</sup>
Palas	
Longitud	56 m
Perfil	Siemens Gamesa
Material	Fibra de vidrio reforzada con resina de epoxi o poliéster
Torre	
Tipo	Diferentes tecnologías disponibles
Altura	68, 80, 93, 106, 125, 127, 153 m y según emplazamiento
Multiplicadora	
Tipo	3 etapas
Generador	
Tipo	Doblemente alimentado
Tensión	690 V AC
Frecuencia	50 Hz/60 Hz
Clase de protección	IP 54
Factor de potencia	0,95 CAP-0,95 IND en todo el rango de potencias <sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup> Diferentes versiones y kits opcionales para adaptar la máquina a altas o bajas temperaturas y ambientes salino y polvoriento.

<sup>(2)</sup> Factor de potencia en bornas de salida del generador en el lado de baja tensión antes de la entrada del transformador.



# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

4119

TORRE A.M.	DISTANCIAS (cm), ENTRE		MUESCAS		CEPAS		PESO EN NEGRO (kg) HASTA EXTRA-GALVÁNIZADO	COMENTO TOTAL ACERO L CON EXT. Kg/cpe totales
	NIVEL EXT.	DIAGONAL	HORIZONTAL	E	C	D		
-10	-1	4434	6242	3430	2515	4345	502	5535
	+0	4951	6493	3555	2640	4470	650	5653
	+1	4767	6742	3680	2765	4595	790	5823
	+2	4944	6992	3805	2890	4720	920	5993
	+3	5120	7241	3929	3014	4844	1179	6212
	+4	5297	7491	4054	3139	4969	1323	6356
	+5	5473	7740	4178	3264	5094	1502	6535
-5	-1	3279	7466	4042	3127	4957	324	6317
	+0	3433	7715	4166	3251	5081	653	6446
	+1	3632	7965	4291	3376	5206	837	6630
	+2	3808	8214	4416	3501	5331	975	6768
	+3	3984	8463	4540	3625	5455	1232	7025
	+4	4161	8713	4665	3750	5580	1373	7166
	+5	4337	8962	4790	3875	5705	1569	7382
+0	-1	6179	8738	4678	3763	5583	509	7080
	+0	6353	8987	4802	3887	5717	624	7195
	+1	6531	9236	4927	4012	5842	814	7385
	+2	6707	9485	5051	4136	5966	933	7564
	+3	6883	9734	5176	4261	6091	1167	7738
	+4	7059	9983	5300	4385	6215	1301	7972
	+5	7235	10232	5425	4510	6340	1535	8126
+5	-1	7045	9960	5289	4374	6204	563	8241
	+0	7220	10211	5414	4499	6329	683	8361
	+1	7396	10460	5539	4624	6454	905	8581
	+2	7573	10710	5664	4749	6579	1032	8708
	+3	7749	10959	5788	4873	6703	1304	8988
	+4	7926	11209	5913	4998	6828	1440	9086
	+5	8102	11458	6038	5123	6953	1724	9400
+10	-1	7944	11235	5926	5011	6841	616	8340
	+0	8120	11483	6050	5135	6965	717	8451
	+1	8297	11734	6176	5261	7089	950	8684
	+2	8473	11983	6300	5385	7215	1099	8929
	+3	8650	12233	6425	5510	7340	1373	10107
	+4	8826	12482	6550	5635	7465	1500	10234
	+5	9003	12732	6675	5760	7590	1813	10549
+15	-1	8808	12456	6537	5622	7482	701	10340
	+0	8984	12705	6661	5746	7606	809	10649
	+1	9161	12956	6787	5872	7732	112	10951
	+2	9337	13205	6911	5996	7859	1265	11104
	+3	9514	13455	7036	6121	7981	1523	11362
	+4	9690	13704	7161	6246	8076	1674	11513
	+5	9867	13954	7286	6371	8201	2066	11905

**DIMENSIONES GENERALES EN METROS**

**BASE A CENTROS DE CEPAS**

**LOCALIZACIÓN DE CIMENTOS**

**CIMENTACION DE ACERO**

L- VOLUMEN DE EXCAVACION 4.3m<sup>3</sup>  
PARA NIVELES DE -5 a +15

6. 2534g PARA CIMENTO DE CONCRETO

**C.F.E. TORRE TIPO: AM CODIF. 03**

**G.P.T.T. SURGENCIA DE INGENIERIA BASICA**

**FABRICANTE TOMEXSA**

400kV, 1 CIRCUITO  
0°/550/800m  
0-2600msnm  
SUSPENSION

Dibujo: M.J.C.A.-Autocad  
Integro: Ing. M. J. Cabañas A.  
Reviso: Ing. R. Rodríguez Iglesias

ESC.: SIN  
FECHA: 1989  
Hoja: 1 de 3

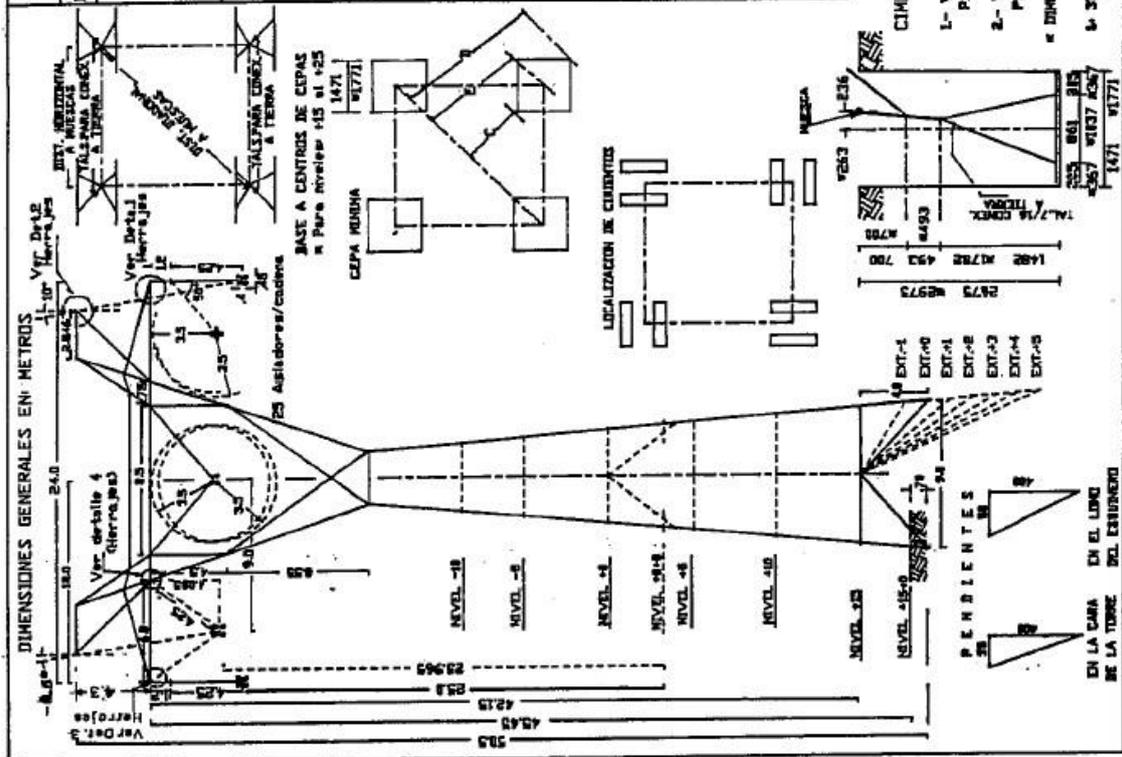


# UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

4122

TORRE BM	DISTANCIAS (cm.) ENTRE		PESO EN NEURO (kg)		TOTAL CON DATOS EQUIVALES
	MUESTRAS HORIZONTAL	DIAGONAL	HASTA CERRAMIENTO	CUARTO ACERO %	
-10	-1	4418	6248	4498	7823
	+1	4998	6498	761	7344
	+2	4171	6247	963	7366
	+3	4846	6997	1207	7810
	+4	3184	7246	1401	8004
-5	+5	3477	7746	1568	8771
	+6	3279	7464	1791	8994
	+7	5435	7714	609	8232
	+8	5632	7968	845	8396
	+9	5988	8214	1076	8619
+0	+10	5984	8463	1343	8888
	+11	6161	8713	1585	9298
	+12	6337	8968	1831	9769
	+13	6483	9214	2081	10300
	+14	6536	9443	2335	10883
+5	+15	6712	9698	2593	11526
	+16	6889	9953	2855	12231
	+17	7065	10208	3121	12988
	+18	7242	10463	3391	13807
	+19	7418	10718	3665	14688
+10	+20	7595	10973	3943	15631
	+21	7771	11228	4225	16636
	+22	7956	11483	4511	17703
	+23	8132	11738	4801	18832
	+24	8308	12003	5095	20023
+15	+25	8484	12258	5393	21276
	+26	8661	12513	5695	22591
	+27	8837	12768	6001	23968
	+28	9013	13023	6311	25407
	+29	9189	13278	6625	26908



**C.F.E. TORRE TIPO: BM A7**  
**G.P.T.T. SUBESTACION DE INGENIERIA BASTIA**  
**FABRICANTE TOMEXSA**  
 400kV. 1 CIRCUITO  
 0°/1000/1500m  
 0-2600ms/m  
 SUSPENSION

**CIMENTACION DE ACERO**  
 1- VOLUMEN DE EXCAVACION 5.7m<sup>3</sup>  
 PARA NIVELES DE -10 A +18  
 2- VOLUMEN DE EXCAVACION 9.3m<sup>3</sup>  
 PARA NIVELES DE +18 A +25  
 « DIMENSIONES PARA CEMENTO DE CONCRETO  
 « 354kg PARA CEMENTO DE CONCRETO

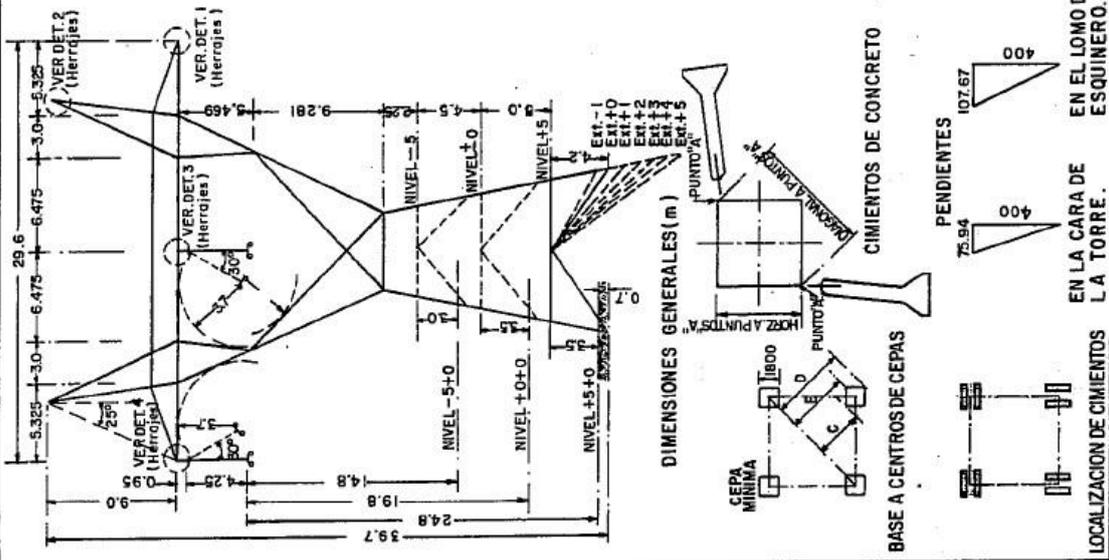
Ing. J. J. Caballero  
 Ing. M. J. Caballero A.  
 Revisor: Ing. R. Rodriguez Jales  
 ESC. STN  
 FECHA 1989  
 Ho. 1 de 3





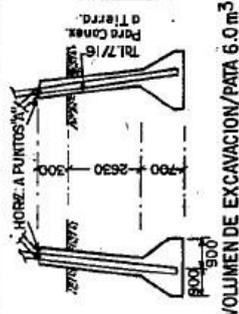
4129

TORRE DM	NIVEL EXT.	DISTANCIA (mm) ENTRE			PESO EN NEGRO (kg)			
		PUNTOS "A" EN EXTS	E	C	D	GAU. NORMAL 1/1035, EXTRA GAU. 1/1.0525	CUATRO EXTS. CONCRETO 230/cm <sup>2</sup>	TOTAL
-1	+0	6456	9130	5542	4269	6815	1050	15086
+0	+0	9536	9667	5811	4538	7083	1081	15117
+1	+2	7295	10203	5079	4806	7351	1329	15365
+2	+3	7295	10203	5249	5075	7620	—	—
+3	+4	7372	11261	6617	5544	7890	—	—
+4	+5	8356	11817	6886	5613	8158	—	—
+5	+5	8756	12354	7154	5881	8427	—	—
-1	+0	7480	10578	6266	4993	7339	795	15704
+0	+1	7859	11115	6535	5262	7607	1007	15916
+1	+2	8239	11652	6803	5530	8076	1241	16150
+2	+3	8619	12189	7072	5799	8344	1442	16541
+3	+4	8999	12726	7340	6067	8613	—	—
+4	+5	9379	13264	7609	6336	8882	—	—
+5	+5	9759	13801	7878	6605	9150	—	—
-1	+0	9378	13262	7608	6335	8881	1104	17577
+0	+1	9758	13799	7877	6604	9149	1304	17777
+1	+2	10137	14336	8145	6872	9418	1731	18204
+2	+3	10517	14873	8414	7141	9686	—	—
+3	+4	10897	15411	8683	7410	9955	16006	1919
+4	+5	11277	15948	8951	7678	10224	2370	18392
+5	+5	11657	16485	9220	7947	10492	2553	18843
-1	+0	11277	15948	8951	7678	10224	—	—
+0	+1	11656	16484	9219	7946	10492	1299	19625
+1	+2	12037	17023	9489	8216	10761	1576	19902
+2	+3	12417	17560	9757	8484	11030	1756	20382
+3	+4	12797	18098	10026	8753	11299	2037	20862
+4	+5	13177	18635	10295	9022	11567	2340	21342
+5	+5	13557	19172	10563	9290	11836	2605	21822
-1	+0	12795	18095	10025	8752	11297	1226	21781
+0	+1	13175	18632	10293	9020	11566	1655	22210
+1	+2	13555	19169	10562	9289	11834	1663	22418
+2	+3	13935	19707	10831	9558	12103	20088	22602
+3	+4	14315	20244	11099	9826	12372	—	—
+4	+5	14694	20780	11367	10094	12640	2811	23366
+5	+5	15074	21318	11636	10363	12909	2982	23537
-1	+0	14694	20780	11367	10094	12640	1371	24415
+0	+1	15074	21318	11636	10363	12909	1846	24890
+1	+2	15453	21854	11904	10631	13177	2038	25082
+2	+3	15833	22391	12173	10900	13445	—	—
+3	+4	16213	22928	12441	11188	13714	2621	25665
+4	+5	16593	23465	12710	11488	13983	2842	25886
+5	+5	16973	24002	12979	11766	14252	3608	26652



**TORRE TIPO: DM CODIFI. 9**  
 400KV, 1 CIRCUITO  
 REMATE: 0°/550/800m  
 DEFLEXION: 60°/550/800m  
 0-2600 m s n m

**C. F. E.**  
 G. P. T. I. SUBGERENCIA DE INGENIERIA BASICA  
 FABRICANTE TOMEXSA  
 DIBUJOS: B. REYES TERAN  
 INGENIERO: ING. M. J. CABANAS A.  
 REVISOR: ING. R. RODRIGUEZ I.  
 ESC. I SIN I  
 FECHA 1989  
 HOJA 1 DE 4





### Cable de Aluminio con Cableado Concéntrico y núcleo de Acero Galvanizado ACSR



#### Descripción

Es el cable constituido por un núcleo central de alambre(s) de acero galvanizado rodeado(s) por una (o más) capa(s) de alambre de aluminio duro cableado helicoidalmente.

#### Aplicaciones

Los cables ACSR encuentran su campo de aplicación en las líneas aéreas de transmisión y subtransmisión de energía eléctrica a grandes distancias.

Los cables ACSR también pueden ser aislados o semiaislados cuando se utilizan en zonas arboladas.

#### Especificaciones y Características Especiales

Los alambres de aluminio se fabrican con aleación 1350, en temple duro (H19).

Los cables ACSR se construyen en cableado concéntrico con un alma formada por uno o varios alambres de acero galvanizado.

**NMX-J-058** Conductores- Cable de aluminio con cableado concéntrico y alma de acero (ACSR)- Especificaciones.

**CFE E1000-12** Cable de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero galvanizado (ACSR).

#### Empaque:

Las longitudes estándar de normas son embarcadas en cajas de cartón, rollos o carretes.



### Información Técnica

#### Aluminio Desnudo ACSR

Designación del conductor	Conductor de aluminio		Núcleo de acero		Diámetro total nominal	Carga de ruptura nominal por tensión	Resistencia eléctrica CD a 20°C	Peso aprox.		
	Calibre	Área Nominat	Alambres	Diámetro nominal					Alambres	Diámetro nominal
	AWG / kcmil	mm <sup>2</sup>	#	mm <sup>2</sup>					#	mm
RAVEN	1/0	62,45	6	3,37	1	3,37	10,11	19,10	0,535	216,2
PIGEON	3/0	99,16	6	4,25	1	4,25	12,75	29,01	0,336	343,9
PARTRIDGE	266,8	157,2	26	2,57	7	2,00	16,28	48,98	0,214	545,5
LINNET	336,4	198,2	26	2,89	7	2,25	18,31	61,97	0,170	689,9
HAWK	477	281	26	3,44	7	2,67	21,77	85,24	0,119	975,6
DRAKE	795	468,4	26	4,44	7	3,45	28,11	137,8	0,0716	1626,5
CANARY	900	515,1	54	3,28	7	3,28	29,52	138,92	0,0633	1725,7
BLUEJAY	1113	603	45	4,00	7	2,66	31,98	130,14	0,0511	1870,6

**Nota:** Los datos dimensionales, de pesos y de parámetros eléctricos, están sujetos a variaciones por los procesos de fabricación y por las tolerancias indicadas en las Normas y Especificaciones de referencia. Para más información de certificación, favor de contactar al departamento de ventas.

### Certificación



