

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERÍA INDUSTRIAL**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DISEÑO PARQUE EÓLICO

Estudiante *Zalba Ruiz de Azua, David*

Director *Altuzarra Maestre, Oscar*

Departamento **Mecánica**

Curso académico *2020-2021*

Bilbao, 22 de Septiembre del 2021

Abstract

Inglés

The purpose of this draft is to make a study of the wind resource for three different wind turbine technologies which are Siemens Gamesa SG170, General Electric GE158 and Vestas V162. The analysis consists first of selecting a site that may be of interest and complies distancing restrictions. Then follows a statistical analysis of wind resource. Micrositing study of the site for the hub height sets around 120 meters. It continues with the low cost design of the medium voltage grid for the technology option that offers the best energy calculate from the previous study. In the end, a mechanical check of the different main mechanical equipment with their technical specifications.

Euskera

Dokumentu honen helburua Siemens Gamesa SG170, General Electric GE158 eta Vestas V162 diren hiru aerosorgailuen teknologiaren baliabide eolikoaren azterketa egitea da. Análisis interesgarria izan daitekeen eta ezarritako urruntze murriztapenak betetzen dituen gune bat hautatzean datza. Ondoren, baliabide eolikoaren análisis estatístico deskribatzailean. Industrialdearen mikrositaketa azterketa, 120 metro inguruko zentroaren altuerarako. Ondoren, aurreko ikerketako energia aprobetxamendu onena eskaintzen duen teknologia aukerarako kostu ekonomiko txikiena suposatzen duen parke eolikoaren tentsio ertaineko sarearen diseinua. Eta, azkenik, ekipo mekaniko nagusien egiaztapen mekanikoa haien zehaztapen teknikoekin.

Castellano

El presente documento tiene como propósito hacer un estudio del recurso eólico para tres tecnologías de aerogeneradores diferentes que son Siemens Gamesa SG170, General Electric GE158 y Vestas V162. El análisis consiste primero en seleccionar un emplazamiento que pueda ser de interés y cumpla las restricciones de distanciamiento impuestas. Después, en un análisis estadístico descriptivo del recurso eólico. Un estudio Micrositing del polígono industrial para la altura de buje de aproximadamente 120 metros. A continuación, el diseño de la red de media tensión del parque eólico que menor gasto económico suponga para la opción de tecnología que mejor aprovechamiento energético ofrezca del estudio anterior. Y por último, una comprobación mecánica de los diferentes equipos mecánicos principales con sus especificaciones técnicas.

Tabla de contenido

CAPÍTULO I. MEMORIA.....	8
1. Introducción	9
2. Contexto	11
3. Objetivos	13
4. Beneficios	15
5. Análisis estado del arte	16
5.1 Historia de la energía eólica	16
5.2 Tecnología actual de aerogeneradores.....	25
5.3 Tendencia tecnológica de aerogeneradores terrestres	43
5 Análisis de riesgos	45
6 Selección de la solución propuesta. Diseño	47
CAPÍTULO II. METODOLOGÍA.....	48
1. Planificación y Diagrama de Gantt	49
2. Estudio Recurso Eólico	51
3.1 Hipótesis.....	51
3.2 Procedimiento	52
3.2 Cálculos.....	67
2.1 Análisis de los resultados	72
3. Diseño Red MT	87
4.1 Hipótesis.....	87
4.2 Procedimiento	88
4.1 Cálculos.....	93
3.1 Análisis de los resultados	101
4. Comprobación mecánica.....	102
Introducción	102
Descripción técnica	103
Especificación técnica.....	105
CAPÍTULO III. ASPECTOS ECONÓMICOS	108
1. Descargo de gastos.....	109
CAPÍTULO IV. CONCLUSIONES.....	111
CAPÍTULO V. BIBLIOGRAFÍA.....	113

Lista de imágenes

Figura 1. Evolución promedio de la potencia (en MW), altura del rotor (HH, en metros) y del diámetro del rotor (RD, en metros) de los generadores eólicos basados en tierra desde 1980. ³	10
Figura 2. Vista I del emplazamiento, Google Earth.	11
Figura 3. Vista II del emplazamiento, Google Earth.	12
Figura 4. Vista III del emplazamiento, Google Earth.	12
Figura 5. Dibujo egipcio mostrando el aprovechamiento de la energía cinética del viento para impulsar la embarcación. ⁶	16
Figura 6. Esquema máquina Aneuriom diseñado por Herón de Alejandría. ⁷	16
Figura 7. Molino de viento persa de eje vertical, siglo VII a.c. ⁸	17
Figura 8. Molino mediterráneo, Cartagena. ⁹	18
Figura 9. Molino mediterráneo, Manchego. ¹⁰	18
Figura 10. Molino francés tipo pivote. ¹¹	19
Figura 11. Molino de Flandes tipo trípode. ¹¹	19
Figura 12. Molino holandés tipo trípode para bombear agua y moler (siglo XVI). ¹¹	20
Figura 13. Turbina de eje vertical de Jacques Bensson (año 1.578). ¹¹	20
Figura 14. Bomba eólica Daniel Halladay (izquierda) y molino multipala americano (derecha). ¹²	21
Figura 15. Aerogenerador Savonius ¹³	22
Figura 16. Aerogenerador Darrieus ¹³	22
Figura 17. Aerogenerador Smith Putmnan. ¹⁴	23
Figura 18. Aerogenerador Best Romani. ¹⁵	23
Figura 19. Aerogenerador tripala, 200 kW y 24 m de rotor. ¹⁶	24
Figura 20. Aerogenerador moderno. ²¹	25
Figura 21. Esquema con principales equipos de un aerogenerador. Vista en alzado.....	26
Figura 22. Aerogenerador orientado a sotavento (izquierda) y barlovento (derecha).....	28
Figura 23. Partes principales de un álabe. ⁴	29
Figura 24. Distribución de fuerzas y presiones sobre el perfil álabe. ⁴	29
Figura 25. Gráfica Cl (izquierda) y Cd (derecha). ⁴	30
Figura 26. Gráfica variando el ángulo de ataque. ⁴	31
Figura 27. Imagen con diferentes secciones a lo largo del álabe. ¹⁹	31
Figura 28. Estructura interior de un álabe. ¹⁹	32
Figura 29. Generador de inducción de jaula de ardilla. ²²	36
Figura 30. Generador de inducción con rotor bobinado de resistencia variable. ²²	36
Figura 31. Generador de inducción doblemente alimentado. ²²	37
Figura 32. Generador síncrono/asíncrono de conversión total (full converter). ¹⁹	37
Figura 33. Generador síncrono multipolo de imanes permanentes. ²²	38
Figura 34. Diagrama representación simplificada curva de potencia, pitch control. ¹⁹	40
Figura 35. Diagrama representación simplificada curva de potencia, stall control. ¹⁹	41
Figura 36. Imagen localización aerogeneradores Vestas, Google Earth.	53
Figura 37. Imagen localización aerogeneradores General Electric, Google Earth.	53
Figura 38. Imagen localización aerogeneradores Siemens Gamesa, Google Earth.	54

Figura 39. Pantalla configure set, Windographer.....	55
Figura 40. Esquema estructura datos de viento en archivo .txt	55
Figura 41. Pestaña de configuración data set, Windographer.....	56
Figura 42. Gráficas estadísticas de viento.	57
Figura 43. Extrapolación vertical de datos.	57
Figura 44. Gráficas estadísticas de viento altura anemómetros y buje.	58
Figura 45. Exportar datos a la altura de buje.	58
Figura 46. Gráfico de datos importados velocidad vs tiempo.....	59
Figura 47. Velocidad media anual.	60
Figura 48. Velocidad media diaria.	60
Figura 49. Velocidad media mensual.	61
Figura 50. Cálculo recta representación de los datos para extrapolación en caso de avería de anemómetro.....	61
Figura 51. Esquema funcionamiento modelo de Wasp.	62
Figura 52. Configuración del Datum.....	63
Figura 53. Mapa digitalizado del emplazamiento.	64
Figura 54. Mapa digitalizado y localización de la estación de medición.....	64
Figura 55. Datos estadísticos de los datos de viento importados a la altura de buje.....	65
Figura 56. Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador.	65
Figura 57. Método estático, representación gráfica.	69
Figura 58. Partes de un conductor de media tensión.	90
Figura 59. Distancias aerogeneradores, solución A diseño red MT.	93
Figura 60. Distancias aerogeneradores, solución B diseño red MT.	94
Figura 61. Intensidades aerogeneradores, solución A diseño red MT.....	95
Figura 62. Intensidades aerogeneradores, solución B diseño red MT.	95
Figura 63. Tipo de celda aerogeneradores, solución A diseño red MT.....	96
Figura 64. Tipo de celda aerogeneradores, solución B diseño red MT.	96
Figura 65. Esquema en zanja, solución A diseño red MT.	97
Figura 66. Esquema en zanja, solución B diseño red MT.	98
Figura 67. Esquema interior aerogenerador SG170, cortesía Siemens Gamesa.....	105

Lista de tablas

Tabla 1. Coordenadas puntos delimitantes del polígono industrial.	11
Tabla 2. Componentes principales de un aerogenerador tripala moderno.....	26
Tabla 3. Matriz impacto-probabilidad.....	46
Tabla 4. Diferentes valores del factor de forma.....	68
Tabla 5. Tipos de aislamiento y secciones admisibles, solución A.	97
Tabla 6. Tipos de aislamiento y secciones admisibles, solución B.	99
Tabla 7. Densidades de corriente de cortocircuito admisibles.	100
Tabla 8. Intensidades de cortocircuito admisibles.....	100
Tabla 9. Elementos principales aerogenerador SG170.	105
Tabla 10. Amortizaciones.	109
Tabla 11. Descargo de gastos.	110

Acrónimos

AC: Corriente Alterna.

AT: Alta Tensión.

BT: Baja Tensión.

DC: Corriente Continua.

CFD: Computing Fluid Dynamics

FC: Factor de Capacidad.

GE: General Electric.

HE: Horas Equivalentes.

HEPR: Etileno-Propileno de Alto Gradiente.

MCP: Método Correlación Predicción.

MT: Media Tensión

NACA: National Advisory Committee of Aeronautics

SG: Siemens Gamesa.

UE: Unión Europea.

V: Vestas.

XLPE: Polietileno Reticulado.

CAPÍTULO I. MEMORIA

1. Introducción

El presente estudio aborda el diseño de un parque eólico “onshore” en el cuál, explica todo el proceso necesario para obtener la energía disponible en el emplazamiento seleccionado.

La situación actual en el planeta agravado por una crisis climática que amenaza constantemente la vida en tierra, manifestándose como desastres naturales cada vez más frecuentados, ha saltado las alarmas generando la necesidad de comenzar un plan energético contra las emisiones de CO₂ y demás gases de efecto invernadero. Dentro del marco de la Unión Europea se tiene planificado para 2030 una reducción de al menos el 40% en la emisión de gases de efecto invernadero con respecto al año 1990. Este valor se ha actualizado este año al 55% siendo más estrictos a favor del medio ambiente, permitiendo avanzar así con mayor rapidez hacia una economía climáticamente neutra. Otros objetivos que también se plantean alcanzar para 2030 son al menos un 32% de la energía producida proveniente por fuentes de energía renovable, y al menos un 32,5% de mejora en la eficiencia energética. Todo esto conduce a un objetivo principal para 2050 en el cual se plantea conseguir un estado de comunidad neutra en huella de carbono.¹

Por todo esto mencionado previamente, las energías renovables juegan un papel primordial para lograr los objetivos marcados por la UE. Existen diferentes alternativas de recursos renovables como son la energía solar fotovoltaica, termo solar, geotermia, hidráulica, marítima, etc. Entre ellas se encuentra la energía eólica. La energía eólica es una tecnología que ha desarrollado un avance tecnológico muy rápido desde la crisis del petróleo en el año 1973. Esta crisis abrió los ojos a una Europa que era muy dependiente de los recursos fósiles, dándose cuenta que tendrían que buscar alternativas energéticas si no querían volver a estar en déficit energético. Una de las alternativas por las que apostó la Europa de entonces fue la energía eólica.²

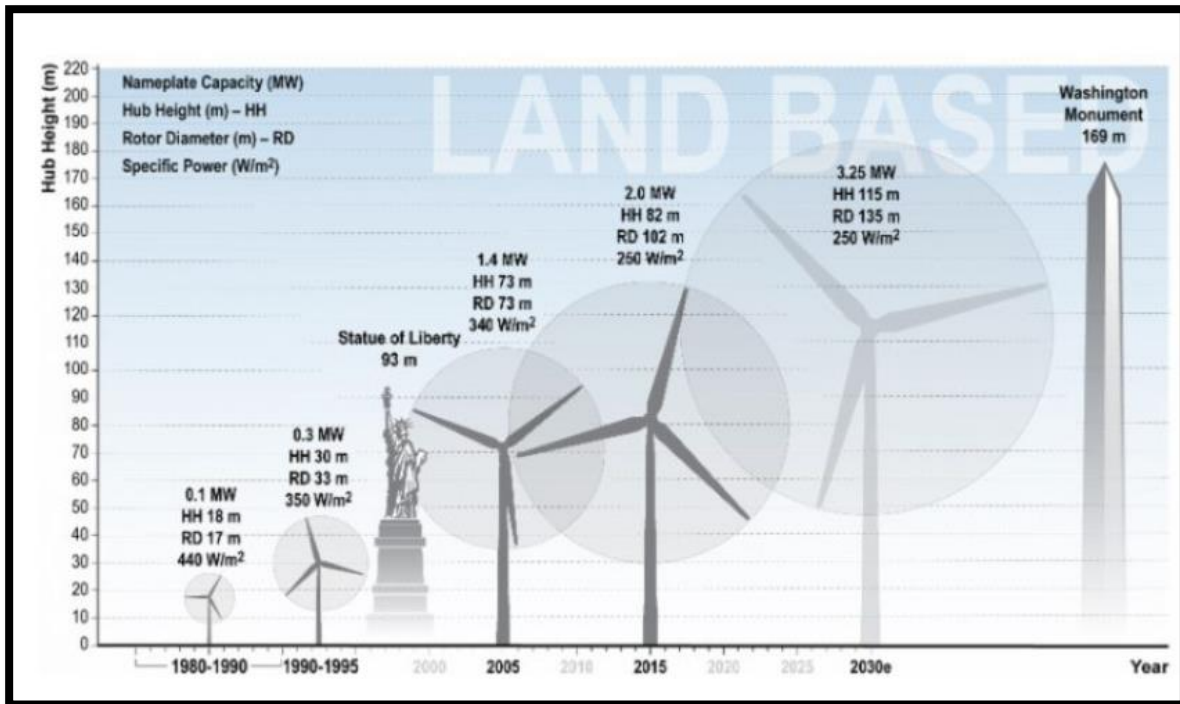


Figura 1. Evolución promedio de la potencia (en MW), altura del rotor (HH, en metros) y del diámetro del rotor (RD, en metros) de los generadores eólicos basados en tierra desde 1980.³

Un aerogenerador es una máquina que transforma la energía cinética contenida en el viento en energía eléctrica utilizando para ello un generador. La eficiencia de transformación es de un 40-42% en los aerogeneradores actuales.⁴

El primer convertidor de energía es el rotor (formado por las palas y el buje) a través del cual se transforma la energía cinética en energía mecánica de rotación en el eje de baja velocidad que gira para aerogeneradores grandes entre 4-15 rpm aproximadamente. El eje de baja velocidad se acopla a un multiplicador que eleva la velocidad de rotación en el eje de alta velocidad a unos 1.500 rpm (para el caso de aerogenerador asíncrono con polos en el rotor, 50 Hz). A su vez, el eje de alta velocidad se une a un generador que produce energía eléctrica a baja tensión (400-600 V). Si el aerogenerador funciona conectado a la red necesitará a su vez un transformador elevador para incrementar este al valor de referencia de la red eléctrica a la que se conecta (20, 30, 66, 132, 220, kV, etc.).

El aerogenerador tiene también una serie de sistemas auxiliares que le permiten funcionar correctamente: freno, sistema de orientación, estructuras soportes (torre), electrónica de control, góndola o nacelle (cerramiento de todo el conjunto), etc.

El conjunto góndola y rotor se eleva sobre una torre de acero, hormigón o mixta con el fin de captar más energía cinética del viento.

2. Contexto

El emplazamiento del parque eólico, a partir de ahora, PARQUE EÓLICO DE AZPEITIA se encuentra localizado dentro del entorno poligonal cuyos vértices están definidos mediante las coordenadas:

Tabla 1. Coordenadas puntos delimitantes del polígono industrial.

Vértice	N	W
A	43°12'00"	2°18'13"
B	43°12'00"	2°18'21"
C	43°12'05"	2°18'35"
D	43°12'11"	2°18'46"
E	43°12'14"	2°19'00"
F	43°12'18"	2°19'01"
G	43°12'23"	2°18'54"
H	43°12'23"	2°18'42"
I	43°12'17"	2°18'30"
J	43°12'11"	2°18'20"

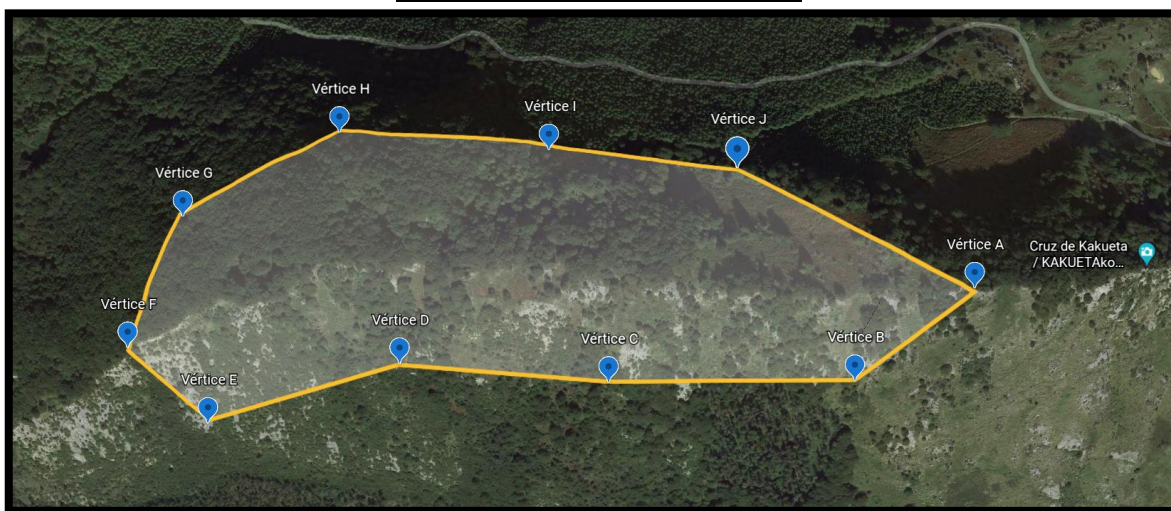


Figura 2. Vista I del emplazamiento, Google Earth.

El emplazamiento se encuentra en Gipuzkoa (País Vasco, España) muy próximo a las localidades de Azcoitia, Azpeitia, Loyola y Lasao. Dentro de la comarca de Azpeitia.

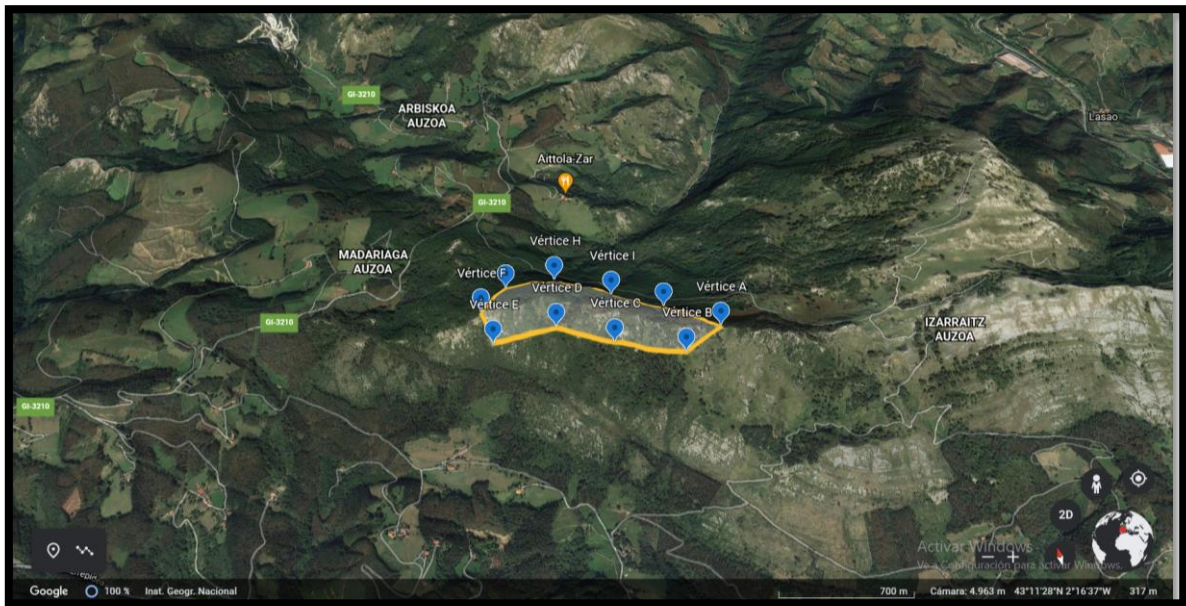


Figura 3. Vista II del emplazamiento, Google Earth.

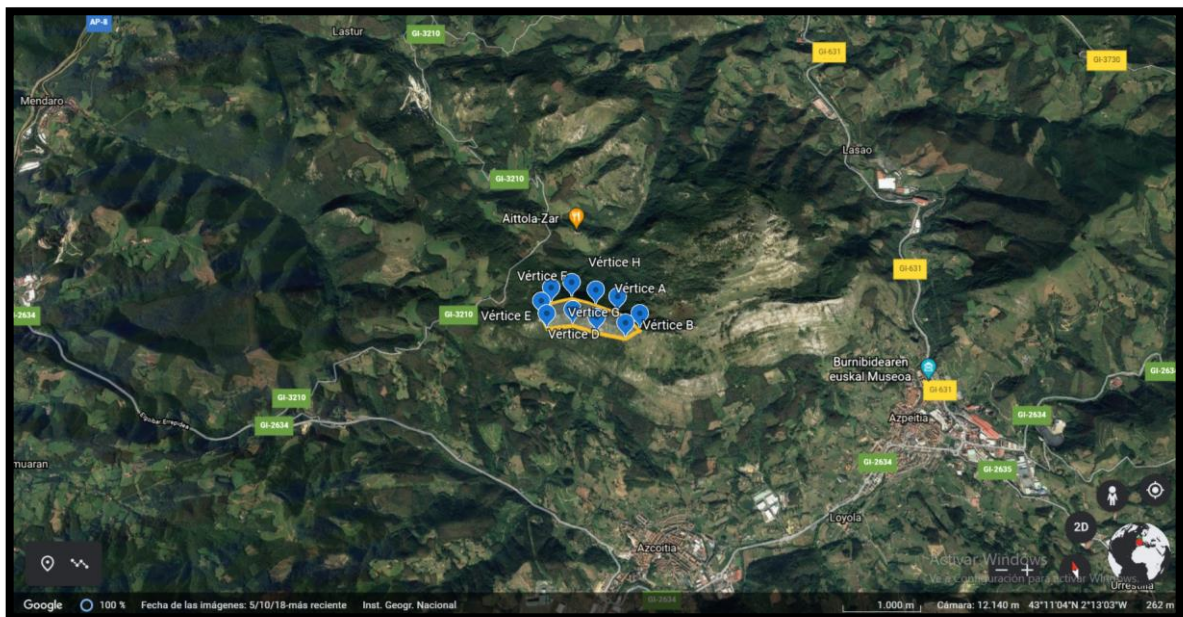


Figura 4. Vista III del emplazamiento, Google Earth.

En el punto de coordenadas $43^{\circ}12'17''$ N, $2^{\circ}18'52''$ O se encuentra ubicada una estación de medición del recurso eólico. Dicha estación está equipada con una torre de celosía sobre la que se han localizado anemómetros y veletas a las siguientes alturas de la torre:

- A 90 metros de altura se mide velocidad y dirección.
- A 50 metros de altura se mide igualmente velocidad y dirección.
- A 5 metros de altura se mide temperatura.

Se disponen de datos de viento de dichos sensores de velocidad y dirección desde el 1 enero 2017 al 1 enero 2020.

3. Objetivos

El objetivo principal es diseñar un parque eólico con una potencia eléctrica entre 15 y 18 MW a una altura de buje de 120 m con la tecnología de aerogenerador más favorable desde el punto de vista de producción de energía. Las opciones tecnológicas disponibles son:

- Aerogenerador Vestas V162 de 5,6 MW de potencia.
- Aerogenerador Siemens Gamesa SG170 de 6 MW de potencia
- Aerogenerador General Electric GE158 de 5,3 MW de potencia.

Las restricciones de implantación de los aerogeneradores dentro del entorno poligonal son las siguientes:

- Distancia entre aerogeneradores dentro de una misma alineación: igual o superior a 3 veces el diámetro.
- Distancia entre aerogeneradores de alineaciones paralelas: igual o superior a 7 veces el diámetro.
- Distancia de un aerogenerador a una carretera o una casa habitada al menos la altura máxima del aerogenerador (altura de buje + radio del rotor).
- Distancia de un aerogenerador a un invernadero, infraestructura de riego o cualquier otro bien no habitado: al menos 100 m.
- Distancia de un aerogenerador a casas habitadas: 500 m.

El diseño del parque eólico que se realiza en el presente texto a modo de simulación, debido a que los datos de viento utilizados para este trabajo están alejados de la realidad, incorpora un estudio dividido en tres fases.

- La primera fase consiste en un análisis estadístico del recurso eólico en el emplazamiento seleccionado y un estudio de micrositing utilizando un modelo computacional de producción de energía eléctrica. El trabajo consistirá primero en la localización de los aerogeneradores para las tres alternativas posibles. Después, el análisis descriptivo estadístico que compondrá:

- Función de distribución de probabilidad (Weibull) para 120 metros. Parámetros de forma y escala de dicha distribución.
- Rosas de viento de frecuencia, velocidad, energía e intensidad de turbulencia para el nivel de 120 metros.
- Distribución direccional de frecuencia, velocidad, energía e intensidad de turbulencia (en forma de gráfico y en tabla de valores) para el nivel de 120 metros.
- Variación horaria de la velocidad del viento para el nivel de 120 metros (tabla y gráfica).
- Variación mensual de la velocidad del viento para el nivel de 120 metros durante el periodo de medición (gráfico y tabla).
- Análisis de turbulencia para el nivel de 120 metros: Gráfico y Tabla que muestre la Intensidad Representativa de categorías de turbulencia según norma IEC61400 frente a la velocidad a 120 metros de altura.
- Ley de Variación de la velocidad del viento con la altura (potencial y logarítmica). Calcular la velocidad del viento a 120 m utilizando la ley potencial y la ley logarítmica.

- Análisis de Vientos Extremos a 120 m: velocidad de referencia a 50 años de acuerdo al método Periódico Máximo

Estimación de la Energía Eléctrica para las 3 opciones de aerogeneradores a estudiar:

- Energía eléctrica producida (bruta y neta y efecto estela) para cada posición de aerogenerador de cada tecnología considerada y para la totalidad del parque eólico.
- Energía eléctrica a la red de cada tecnología eólica.

- La segunda fase tiene como fundamento el diseño de la red de media tensión para la opción tecnológica de aerogenerador que mejor resultado energético ofrezca de las tres soluciones estudiadas en la primera fase. Los objetivos a cumplir son:

- La intensidad que aporta cada aerogenerador en 30 kV.
- Determinar el número de líneas de generación de forma que en la medida que sea posible puedan estar equilibrada en cuanto a la intensidad que circula por ellas.
- Determinar la intensidad que circula por cada línea de generación.
- Determinar el tipo de celda o cabina de unión entre aerogeneradores.
- Determinar la sección del conductor de cada línea de generación.
- Determinar la caída de tensión de la sección de las líneas de generación seleccionadas.
- Tabla con las intensidades máximas admisibles para el estudio de corriente de cortocircuito.
- Presentar un boceto del esquema unifilar

- La tercera fase tiene como objeto realizar una comprobación mecánica de los elementos principales presentes en el aerogenerador que se ha escogido como solución. Un apartado de descripción técnico y otro de especificación técnica, así como condiciones de trabajo para la situación planteada.

4. Beneficios

Actualmente el mercado de aerogeneradores ofrece una tecnología madura y comercial capaz de producir energía eléctrica con total fiabilidad y de competir con las energías fósiles. La tecnología actual está basada en máquinas de eje horizontal que funcionan a velocidad variable y paso de palo variable (la pala gira sobre sí misma para captar más energía eólica).

5. Análisis estado del arte

5.1 Historia de la energía eólica

La primera aplicación de la energía eólica documentada fue como medio de locomoción. Existen dibujos egipcios, del año 5.000 a.c. que ilustran barcos con velas navegando por el río Nilo.^{5,6}

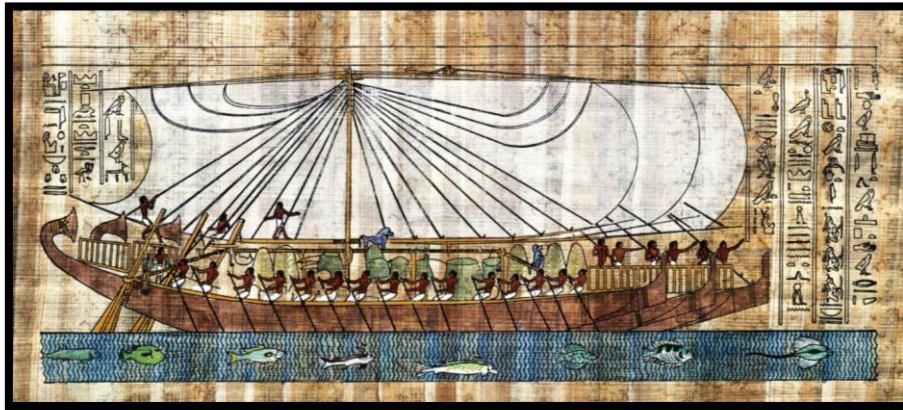


Figura 5. Dibujo egipcio mostrando el aprovechamiento de la energía cinética del viento para impulsar la embarcación.⁶

No obstante, fue en Mongolia donde se utilizaron los primeros mecanismos impulsados por el viento. Se trataba de ruedas de oraciones cuya funcionalidad era producir unos sonidos específicos para las ceremonias religiosas.⁵

En el siglo II d.c., Herón de Alejandría diseñó la primera máquina que giraba impulsada por el viento, conocida como Aneuriom y hacía sonar un órgano. Esta máquina funcionaba con un rotor de eje horizontal.^{5,7,11}

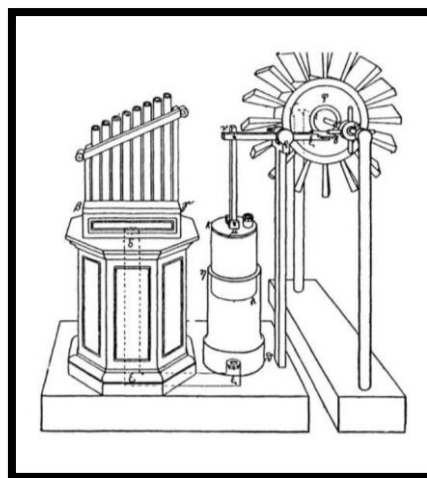


Figura 6. Esquema máquina Aneuriom diseñado por Herón de Alejandría.⁷

Los primeros molinos eólicos datan del siglo VII a.c. en Persia debido a que los territorios disponían de un recurso eólico abundante y se concentraban los conocimientos técnicos más avanzados de la época. Inicialmente, surge el molino persa de eje vertical que estaba formado por una torre de mampostería provista de una pared frontal que permitía direccionar el viento hacia las palas. El rotor estaba formado por ocho palas de madera que se unían al eje central, comunicando el movimiento a las muelas situadas en la base.^{5,8,11}

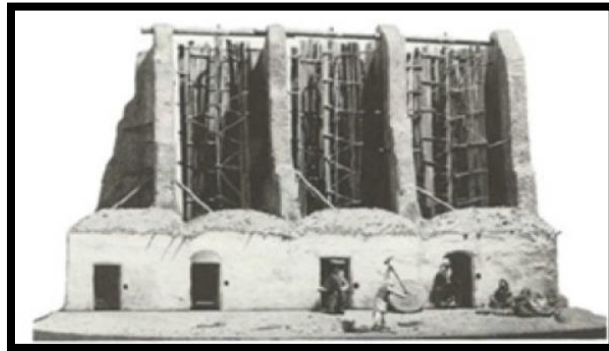


Figura 7. Molino de viento persa de eje vertical, siglo VII a.c.⁸

Los primeros molinos de eje horizontal que se utilizaron fue unos siglos antes del imperio musulmán. El rotor estaba formado por unas velas montadas sobre seis u ocho palas de madera que se unían a un eje que a su vez movía una rueda a la que se acoplaba la noria. El conjunto apoyaba en un trípode de madera que se situaba sobre la boca del pozo.⁵

Fue a partir del siglo XI-XII, cuando los molinos se introducen en Europa. Se describen dos tipos diferentes: el que se extendió por el mediterráneo por medio de la civilización y el de la zona de Bretaña, Inglaterra y Países Bajos.⁵

Los molinos mediterráneos se empleaban para bombear agua y moler grano. Con el tiempo estos molinos se transforman en tipo torre. La torre, construida en mampostería, estaba coronada por una cúpula orientable donde se alojaban el eje, los engranajes y demás mecanismos que transmitían el movimiento a las muelas situadas más abajo. Las operaciones de orientación se realizaban manualmente con la ayuda de una palanca.^{5,9,10}

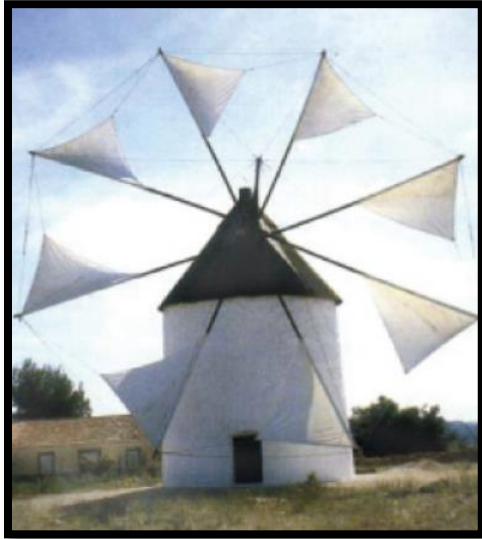


Figura 8. Molino mediterráneo, Cartagena.⁹



Figura 9. Molino mediterráneo, Manchego.¹⁰

Los molinos solían tener un rotor de cuatro aspas construidas mediante un entramado de madera que iba recubierto de telas o tablas. Las palas se unían en el eje principal y transmitían el empuje del viento a las muelas a través de un engranaje. El eje principal y los engranajes iban colocados en un espacio que se apoyaban sobre un pivote. La orientación de dicho espacio en la dirección del viento se realizaba con la ayuda de una palanca, girando sobre el pivote que generalmente se hincaba en tierra. El sistema de pivote evolucionó hacia un trípode, proporcionando una base más estable de construcción más sencilla y eficaz para realizar operaciones de orientación. El molino trípode tiene su apogeo en Flandes desde donde se difunde a Francia, Inglaterra, Alemania y países nórdicos.^{5,11}

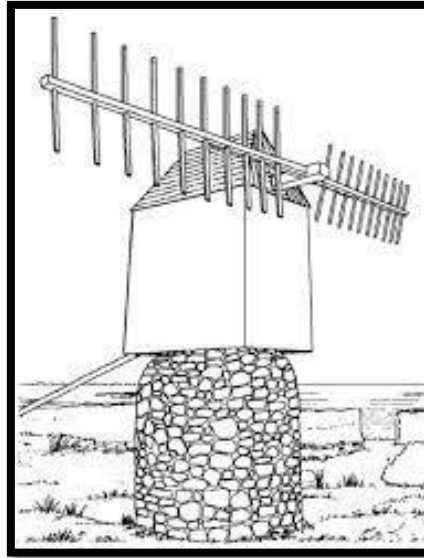


Figura 10. Molino francés tipo pivote.¹¹

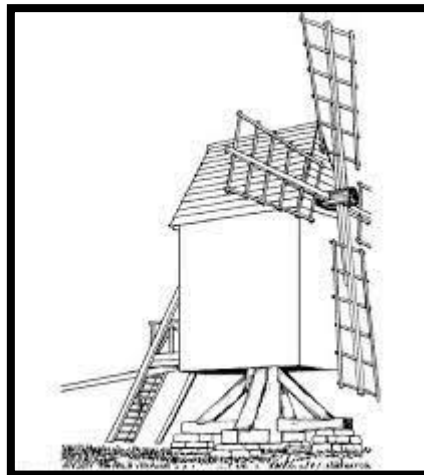


Figura 11. Molino de Flandes tipo trípode.¹¹

A partir del siglo XV se extienden por Europa dos tipos de molinos y que se desarrollan hasta mediados del siglo XIX. Son los molinos de trípode y los de torre. Debido a problemas de orientación que presentaban los molinos de eje horizontal, también surgieron otras alternativas de eje vertical destacando la de Jacques Bensson diseñada en el año 1.578 en su obra “Theâtre des Instruments Mathématiques et Mécaniques”. Siglos después, en 1.924 el ingeniero finlandés Savonius diseñará un molino inspirado en este concepto.^{5,11}



Figura 12. Molino holandés tipo trípode para bombear agua y moler (siglo XVI).¹¹

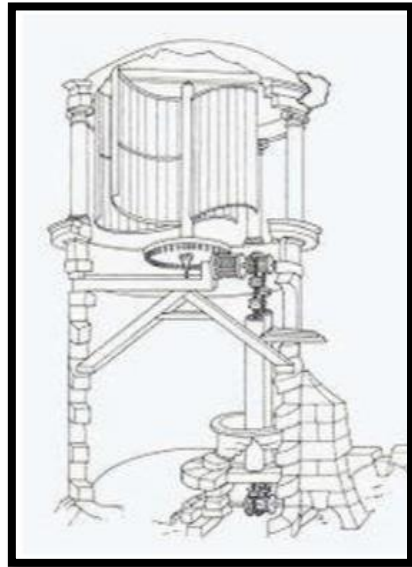


Figura 13. Turbina de eje vertical de Jacques Besson (año 1.578).¹¹

En la segunda mitad del siglo XIX surgen las primeras bombas eólicas que aparecen en Estados Unidos en 1.854, y fueron desarrolladas por Daniel Halladay. Se trataba de rotores de múltiples álabes (multipala) acoplados a una bomba de pistón.⁵

Pocos años después en 1.884, Steward Perry fabricó un modelo mejorado de molino con álabes metálicos conocido como “multipala americano”. Era un molino mucho más ligero y llegó a convertirse en el molino de viento más extendido de cuantos hayan existido (se fabricaron 6 millones de unidades de las cuales 150.000 todavía siguen funcionando en la actualidad). Esta máquina fue clave en la colonización del oeste americano. Disponía de un rotor de 3 metros de diámetro, un número de palas que oscilaba entre 18 y 24 alcanzando potencias alrededor de 125 W. El rotor se unía a un eje horizontal en la parte superior de una torre metálica de celosía.^{5,12}

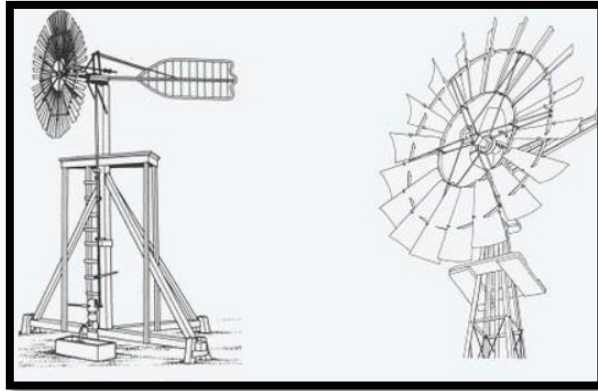


Figura 14. Bomba eólica Daniel Halladay (izquierda) y molino multipala americano (derecha).¹²

A partir de finales del siglo XIX, se empiezan a reconvertir molinos para generación de electricidad. En el año 1.890, el gobierno danés inicia su programa de desarrollo eólico de la mano del profesor LaCour. Lacour diseñó el primer prototipo de aerogenerador eléctrico. La máquina tenía cuatro palas de 25 metros de diámetro y era capaz de desarrollar entre 5 y 25 kW. Al no incluir un análisis aerodinámico de las palas, los molinos resultaban tener un bajo rendimiento (22%) y con sistemas de regulación muy simples de tipo persianas.⁵

El aerogenerador de Lacour constituye el origen de la tecnología de aerogeneradores modernos.⁵

Alrededor de 1.920, los científicos Prandtl, Betz, Joukowsky, Kutta, etc. desarrollaron la aerodinámica de la aviación y aplicaron la teoría de los perfiles aerodinámicos a los rotores de los molinos de viento. En 1926, Glauert establece las teorías aerodinámicas de las turbinas modernas. En 1.927, Dekker construye primer rotor de palas aerodinámicas, obteniendo velocidades en punta de pala 4-5 veces la del viento (hasta entonces solo se había llegado hasta 2 veces). Ese mismo año, Betz demostró que ningún sistema eólico podría recuperar más del 59% de la energía cinética contenida en el viento (coeficiente de potencia).⁵

En 1.924, el ingeniero finlandés S. Savonius inventa un rotor de eje vertical capaz de trabajar con velocidades de viento muy bajas. El rotor está formado por dos semicilindros dispuestos alrededor de un eje vertical. La sencillez de su diseño hace que requiera poco mantenimiento y que sea muy adecuada para el bombeo de agua de riego en regiones poco industrializadas.^{5,11,13}

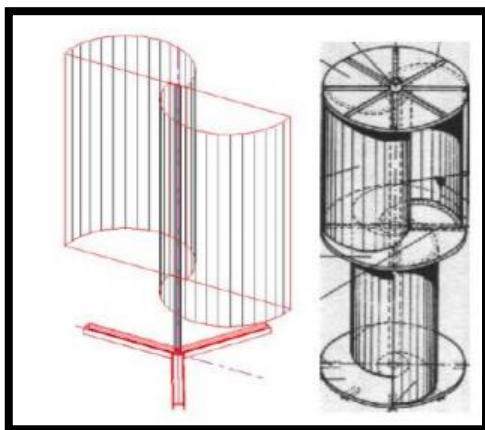


Figura 15. Aerogenerador Savonius¹³

En Francia, el ingeniero Darrieus desarrolló una turbina de eje vertical. Este tipo de turbina se convirtió en una de las opciones de interés dentro del campo de los modernos aerogeneradores. Las turbinas de eje vertical obtienen menor rendimiento pero:^{5,11}

- No precisan sistemas de orientación,
- Soportan mejor las turbulencias, y
- Giran con velocidades de viento bajas.

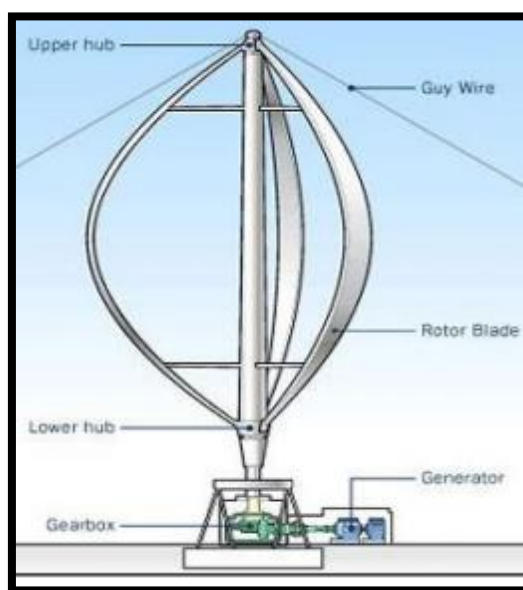


Figura 16. Aerogenerador Darrieus¹³

Como aerogeneradores a destacar hasta el año de la crisis del petróleo (1.973) destacan el aerogenerador Smith Putnam, con una potencia superior a 1 MW que tenía un rotor de 2 palas fabricadas en acero inoxidable y dispuestas a sotavento, y el aerogenerador Best Romani, el mayor aerogenerador del momento de 800 kW y un rotor de 30 m a base de palas fabricadas en aleación de Al-Zn.^{5,14,15}



Figura 17. Aerogenerador Smith Putman.¹⁴



Figura 18. Aerogenerador Best Romani.¹⁵

Al final de la segunda Guerra Mundial, los precios bajos del petróleo hace que pierda interés el desarrollo de este tipo de tecnología, salvo en Dinamarca donde se sigue apostando por la energía eólica. En 1952 se comienza a elaborar el mapa eólico danés. En 1957 se construye un aerogenerador tripala de 200 kW y 24 m de rotor, usado como banco de pruebas.^{5,16}



Figura 19. Aerogenerador tripala, 200 kW y 24 m de rotor.¹⁶

Con la primera crisis del petróleo en 1.973 varios como Dinamarca, Alemania y el Reino Unido fundamentalmente, lanzaron programas de investigación de la energía eólica con el fin de disminuir la dependencia energética de los combustibles fósiles. El avance de la tecnología eólica en los últimos 20-30 años ha sido muy acelerada. En poco más de 25 años se ha pasado de tener en 1995 una tecnología de aerogeneradores terrestres de 500-600 kW de potencia, 50-60 m de altura de buje y unos 50-60 m de diámetro de rotor a aerogeneradores terrestres/marinos de hasta 6.000 – 10.000 kW de potencia, 150-200 m de altura de buje y 160-200 m de diámetro de rotor respectivamente en el año 2020. Es decir, la potencia se ha multiplicado por 20 veces y el tamaño en longitud de pala y altura de buje por casi 4 veces.⁵

5.2 Tecnología actual de aerogeneradores

5.2.1. Introducción

Un aerogenerador es una máquina capaz de captar la energía cinética del viento y transformarla en energía eléctrica utilizando para ello dos convertidores de energía: el rotor, que transforma la energía cinética en energía mecánica de rotación en un eje, y el generador eléctrico, que convierte dicha energía de rotación en energía eléctrica.¹⁸



Figura 20. Aerogenerador moderno.²¹

La evolución de la tecnología principalmente se ha basado en:¹⁸

1. Mejoras de los aerogeneradores eléctricos para operar de forma eficiente ante los cambios de velocidad del viento (velocidad variable).
2. Mejoras aerodinámicas de las palas, reducción de las cargas, que han permitido la reducción del peso de las mismas al utilizar materiales compuestos como las fibras de vidrio y de carbón y diferentes tipos y mezclas de resinas.
3. El incremento de diámetro del rotor y de la altura de la torre sobre las que se sustenta la góndola que han permitido hacer viables emplazamientos de vientos bajos y medios al poder captar una velocidad del viento superior.
4. La mejora del control del aerogenerador para operar cumpliendo exigentes códigos de red. Esto ha sido posible a la adaptación de la electrónica de potencia de los convertidores de frecuencia y la digitalización.

Un aerogenerador moderno tripala está compuesto por los siguientes componentes principales:

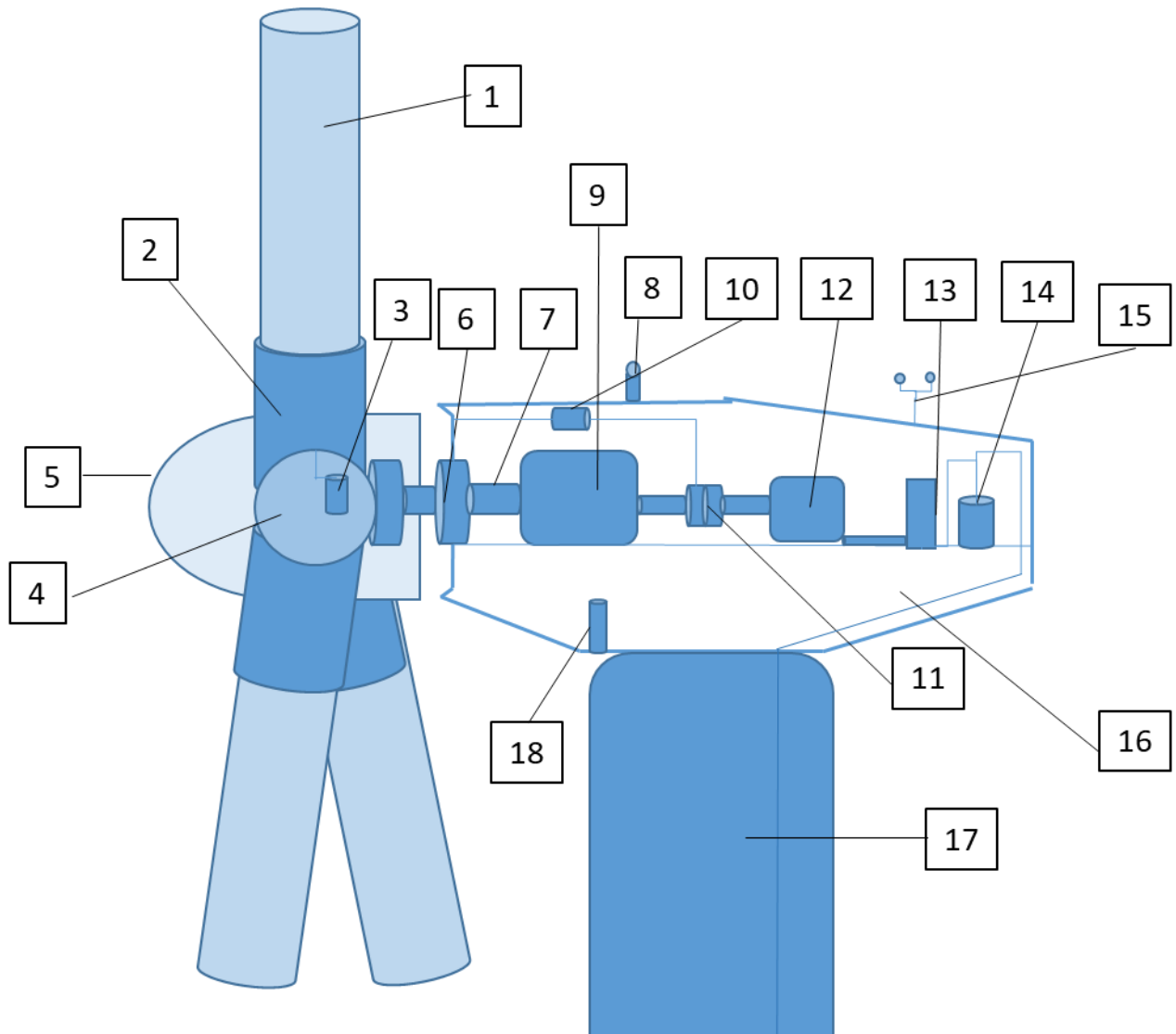


Figura 21. Esquema con principales equipos de un aerogenerador. Vista en alzado.

Tabla 2. Componentes principales de un aerogenerador tripala moderno.

1. Pala	10. Sistema hidráulico
2. Soporte de pala	11. Frenos mecánicos
3. Actuador ángulo de paso	12. Generador eléctrico
4. Buje	13. Convertidor de frecuencia
5. Cubierta	14. Transformador
6. Soporte Principal	15. Anemómetro y Veleta
7. Eje principal (baja velocidad)	16. Estructura góndola
8. Balizamiento aéreo	17. Torre
9. Caja multiplicadora	18. Mecanismo actuación de orientación

5.2.2 Descripción componentes principales de un aerogenerador

a) Rotor

Compuesto por las palas y el buje su misión es extraer la energía cinética del viento que circula a través del área barrida por las palas y convertirla en energía mecánica de rotación en un eje.

Existen dos configuraciones del rotor. Aerogenerador con rotor de eje vertical y con eje horizontal.

Los más conocidos de eje vertical son aerogenerador Darrieus, Giromill y Savonius. Sin embargo, este texto se va a centrar en analizar los de eje horizontal que son los más utilizados para producción de energía eléctrica en parques eólicos.

En los aerogeneradores con rotor de eje horizontal las palas se desplazan en la dirección perpendicular al viento. La velocidad del rotor es inversamente proporcional al número de palas y el par de arranque es proporcional al número de ellas.

Hay dos tipos los multipala y los de hélice. Los multipala no se van a profundizar debido a que estos se utilizan más para bombeo de agua.

Aerogeneradores con rotores tipo hélice (aeroturbinas rápidas). El rendimiento del sistema de captación es entorno al 50%. Presentan un par de arranque reducido. La velocidad lineal en la punta de la pala es de 6 a 14 veces superior a la del viento incidente.¹⁹ Los más utilizados son los de tres palas debido a su mayor estabilidad estructural, aerodinámica, menor emisión de ruido y mayor rendimiento energético. Los rotores de dos y una pala tienen como ventaja una mayor velocidad de giro y por tanto menor relación de multiplicación en la caja de transmisión, fácil instalación y menor coste. Por otro lado, tienen mayores problemas estructurales, control más complejo y mayor emisión de ruido. El rotor se puede ubicar a disposición sotavento y barlovento.

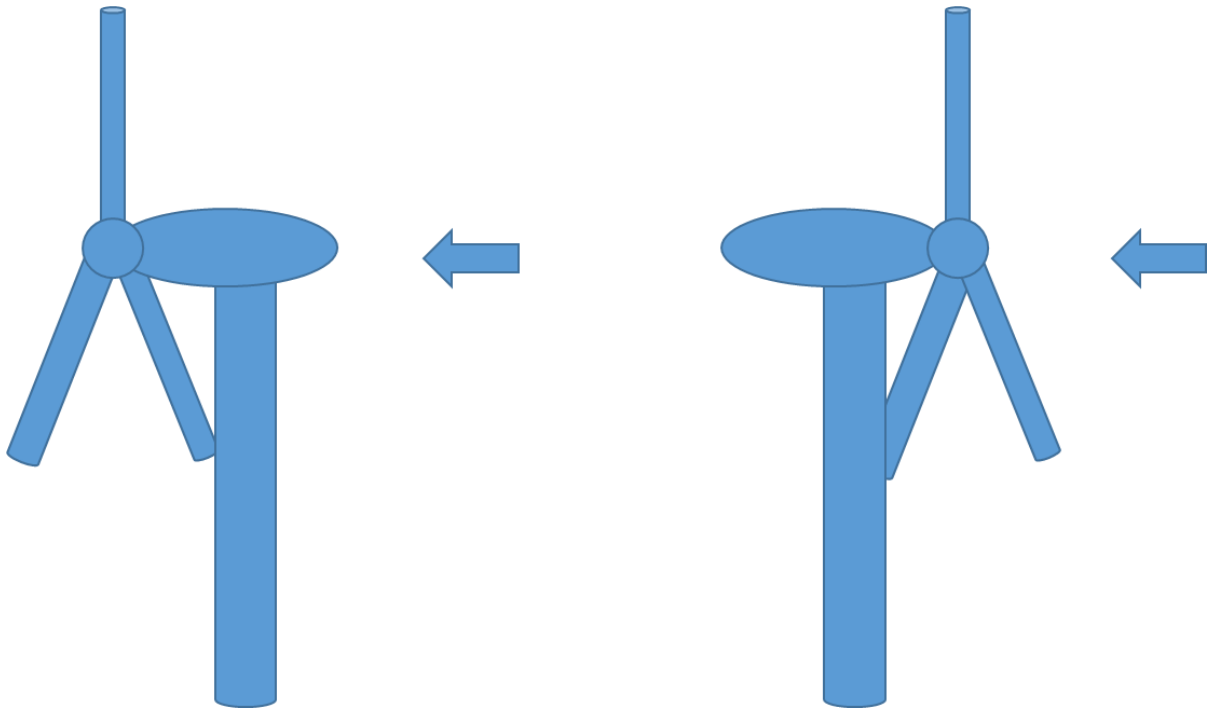


Figura 22. Aerogenerador orientado a sotavento (izquierda) y barlovento (derecha).

Sotavento. Ventaja, no requiere sistemas de orientación. Desventaja, problemas de fatiga de materiales y fluctuación de potencia por pasar el viento antes por la torre y frenarlo (efecto sombra).

Barlovento. Ventaja, evita el efecto sombra de la torre. Desventaja, necesita sistemas activos de orientación (mayor coste en activos).

La configuración a barlovento es la opción más elegida debido a las mayores cargas aerodinámicas producidas a sotavento.

Actualmente, los materiales utilizados a la hora de fabricar las palas son materiales híbridos de fibra de carbono, fibra de vidrio y resinas epoxi y viniléster por ser materiales muy ligeros.

Las aleaciones de acero y aluminio tienen problemas de peso y de fatiga del metal, respectivamente. Sólo son utilizados en aerogeneradores muy pequeños.

b) Pala

Se encarga de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación en un eje que alimentará al generador eléctrico (eje de baja velocidad). Trabaja como una viga en voladizo conectada al buje mediante un rodamiento que le permite girar sobre su eje para controlar las fuerzas aerodinámicas. Tiene un perfil aerodinámico.

La fuerza (F) que se genera es suma de la fuerza de sustentación (L) que es normal a la velocidad relativa y fuerza de arrastre (D) o de resistencia aerodinámica que es paralela a dicha velocidad relativa, ver figura 26.

Para que la eficiencia sea máxima el cociente entre la fuerza de sustentación y de resistencia tiene que ser máximo.

Partes principales del perfil aerodinámico:

- Borde de ataque: enfrentado a la corriente que debe ser liso y suave.
- Borde de salida o de fuga: que debe ser afilado para evitar que la corriente le rodee causando turbulencia o desprendimiento de la capa límite.
- Cuerda: que une el borde de ataque con el borde de salida.
- Las dos líneas que unen la forma del perfil se denominan intradós y extradós.
- Espesor máximo: distancia máxima entre el intradós y el extradós.

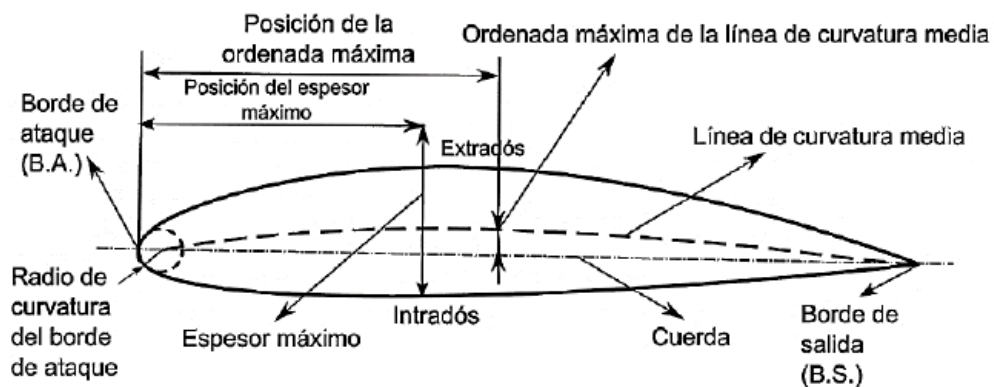


Figura 23. Partes principales de un álabe.⁴

La distribución de fuerzas y la distribución de presiones sobre un perfil de una pala dependen de: las dimensiones, aerodinámica del perfil, del ángulo de ataque (α) y de la velocidad incidente V .

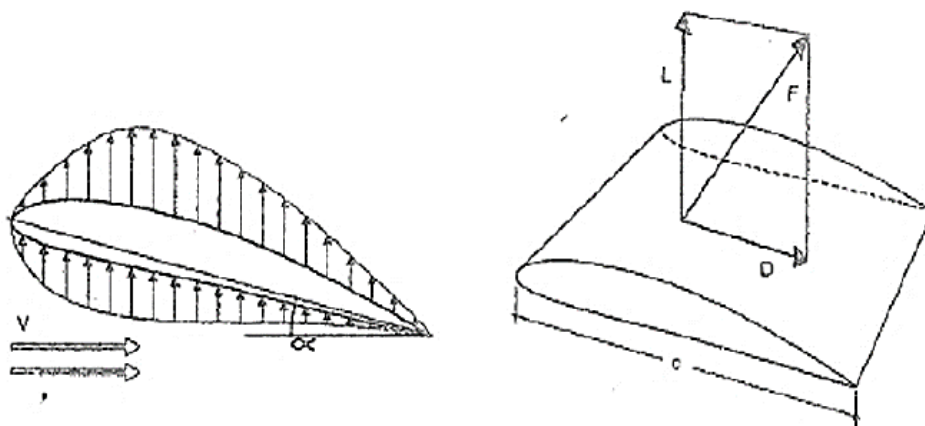


Figura 24. Distribución de fuerzas y presiones sobre el perfil álabe.⁴

$$F = L + D$$

Fuerza de Sustentación (L):

$$L = \frac{1}{2}(\rho * A * V^2 * C_L)$$

Fuerza de Resistencia (D):

$$D = \frac{1}{2}(\rho * A * V^2 * C_D)$$

En donde:

ρ : densidad del aire

A: área del perfil

V: velocidad relativa del aire

C_L y C_D : coeficientes de sustentación y resistencia que dependen de la forma del perfil y del ángulo de ataque.

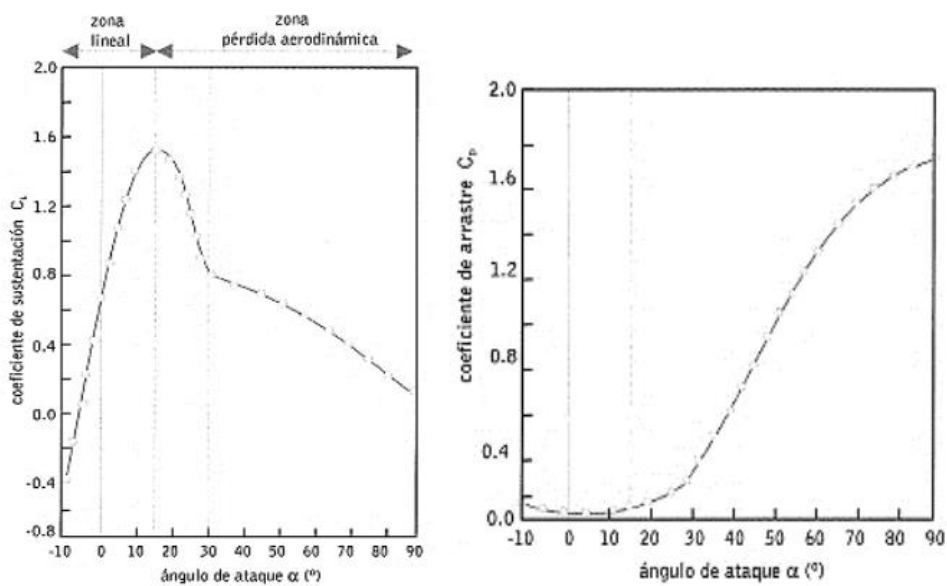


Figura 25. Gráfica C_L (izquierda) y C_D (derecha).⁴

Para valores de $\alpha < 15^\circ$ (este valor depende de la forma del perfil) la capa límite permanece adherida al perfil y el flujo se desliza suavemente sin formación de remolinos.

Para valores de $\alpha > 15^\circ$ el perfil entra en pérdida aerodinámica y se desprende la capa límite, suceden los siguientes fenómenos:

1. En la parte superior aparecen zonas de recirculación que hacen que la fuerza de sustentación disminuya bruscamente.
2. Los torbellinos se pueden desprender priginando cargas alternativas y vibraciones.
3. No obstante, la entrada en pérdida es un fenómeno que se utiliza para el control de potencia de los aerogeneradores ya que, si aumenta la velocidad del viento, aumenta el ángulo de

ataque sobre el perfil, cae el coeficiente de sustentación, y por tanto cae la potencia de la máquina manteniendo esta en el valor de diseño.

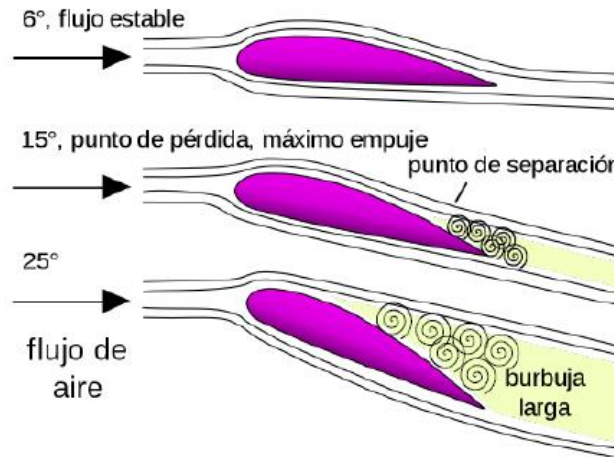


Figura 26. Gráfica variando el ángulo de ataque.⁴

Por otro lado, también es posible disminuir la sustentación con un control activo cambiando el ángulo de ataque a base de girar la pala sobre su propio eje.

El perfil de la pala de un aerogenerador no es constante, presenta una curvatura de unos 25° desde su base hasta la punta o extremo.

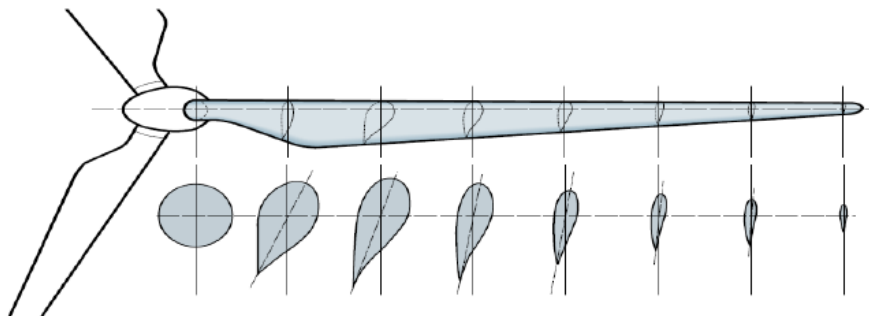


Figura 27. Imagen con diferentes secciones a lo largo del álabo.¹⁹

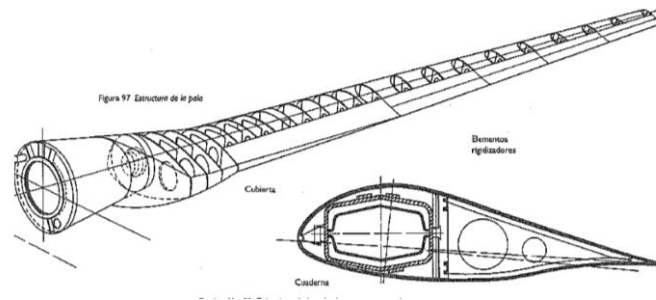


Figura 28. Estructura interior de un álabe.¹⁹

Los perfiles NACA (National Advisory Committee of Aeronautics) se designan por 4-5 letras. Los perfiles convencionales para generación eólica son los de la serie NACA230XX y NACA44XX con coeficientes de sustentación en operación de valores 1 a 1,20 y un reducido valor del coeficiente de arrastre para un amplio margen de ángulos de ataque.¹⁷

c) Buje

Tiene como funciones: soportar las palas, transferir los esfuerzos al eje y alojar los actuadores de giro de las palas sobre su propio eje.

Se fabrica fundamental en acero y consta de tres bridas con sus rodamientos para el giro de la pala y con los accionamientos correspondientes.

Tres tipos de buje: rígido, abisagrado y basculante.

El buje rígido es el más se utiliza en los aerogeneradores actuales de 3 palas. Permite una posición fija de las palas (posibilidad a su vez de girar sobre si mismas (cambio del ángulo de paso de pala).

Más resistente, pocos componentes móviles que puedan fallar y relativamente fácil de construir.

El buje basculante para aerogeneradores de 2 palas en un intento de compensar las cargas aerodinámicas.

El buje abisagrado para aerogeneradores orientados a sotavento con la finalidad de amortiguar el efecto de las cargas derivadas de vientos fuertes.

d) Torre

Soporta la góndola y el rotor. Principales parámetros, la altura. A mayor altura se alcanza mayores velocidades del viento y menor turbulencia. Sin embargo, también se obtiene mayor coste y dificultad para el montaje.

El acero es el material más utilizado por sus propiedades mecánicas.

También se están implantando las torres de hormigón. El hormigón posee una elevada capacidad a compresión, pero apenas resiste las fuerzas de tracción, necesario barras de acero embebidas en el mismo. Necesario un sistema de cables de acero de pretensar que pre compriman la torre y con ello evitar fisuras.

Existen diferentes tipos de torres.

- Torre de celosía de acero: es metálica, fácilmente transportable y barata. Provoca mayor impacto visual y el acceso a la góndola es expuesto al aire por lo que se dificultan las tareas de mantenimiento. Primeras generaciones de turbinas.
- Torre tubular de acero: es la más utilizada en la actualidad. Su fabricación es mediante la unión de varios pedazos cilíndricos llamados virolas que se unen mediante soldadura. Un conjunto de virolas constituye un tramo de torre. Habitualmente un conjunto de dos o tres tramos de torre constituye la torre total que se monta en campo. Las torres de gran altura suelen ser tronco-cónicas con chapa de acero de espesor decreciente con la altura para reducir el peso.
- Torre tubular de hormigón: es rentable cuando tiene altura superior a 120-130 metros. Pueden ser de hormigón armado u hormigón pretensado. El hormigón armado se construye en el propio emplazamiento mediante encofrados trepantes. Su plazo de ejecución es muy dilatado y además dependen de las condiciones meteorológicas. Calidad de acabado heterogénea. El hormigón pretensado, todos los problemas del anterior in situ desaparecen ya que es construida por tramos en fábrica. Las diferentes partes o dovelas de la torre se construyen a partir de moldes y se transportan al emplazamiento donde se ensamblan. La mayor ventaja, su divisibilidad de los tramos en dovelas. La posibilidad de dividir los tramos de hormigón en subtramos o dovelas y unirlos con medios sencillos en campo, resuelve el problema del transporte por carretera que presenta la torre de acero al requerir mover largos tramos de acero de gran diámetro.
- Torre mixta (acero + hormigón): se utiliza para aerogeneradores con alturas superiores de buje a 90-199 metros. La parte baja de la torre es de hormigón prefabricado y se dejan los últimos 20-30 metros de acero.

Los componentes del interior de una torre tubular son principalmente:

- Escalera longitudinal
- Descansillos para el mantenimiento
- Bridas de conexión de tramos
- Brida superior para corona dentada orientación de góndola
- Transformador bt/mt (puede estar a una cierta altura de la torre o en la góndola).
- Celdas de protección
- Recorrido de cables de bt.

e) Caja multiplicadora

Su función es la de adaptar la baja velocidad de rotación del rotor (15-30 rpm) hasta 1500 rpm (50Hz, caso de generador con 2 polos) que es la velocidad óptima para acoplarlo al generador eléctrico.

La relación de multiplicación es uno de los parámetros de diseño. Cuanto menor sea esta menor será el tamaño del elemento y por tanto su coste. Dos tipos: Engranajes rectos o helicoidales (sistema de ejes paralelos), y sistema de ejes planetarios.

El sistema más sencillo es el multiplicador de engranajes rectos con una o varias etapas compuestas por un tren de engranajes de ruedas dentadas cilíndricas. La máxima relación de multiplicación de cada etapa es 1:5.

Las cajas multiplicadoras planetarias presentan relaciones de multiplicación de valor máximo 1:12. Se han impuesto frente a las de engranajes rectos por su facilidad de montaje y menor peso.

Las multiplicadoras de los aerogeneradores actuales emplean dos trenes de engranajes planetarios y una etapa de engranajes rectos para ajustar los ratios de salida.

El rendimiento es del 95-99 %. La pérdida de potencia por etapa es 2% para ejes paralelos y 1% para ejes planetarios.¹⁹

f) Eje de alta velocidad

El eje de salida de la multiplicadora o eje de alta velocidad (1.500 rpm) se conecta con el generador eléctrico mediante un acoplamiento. Dado que la multiplicadora es un elemento que debido a las variaciones de los pares torsores del tren mecánico y a los soportes elásticos que la sustentan tiene pequeños desplazamientos y el generador eléctrico es un elemento estático es necesario interponer entre ellos un elemento que permita desalineaciones entre los ejes de ambos como es el acoplamiento flexible. Tres tipos de acoplamientos: juntas homocinéticas, juntas carden y los modernos acoplamientos elásticos.

En el acoplamiento también se instala un sistema mecánico de frenado. Actualmente los aerogeneradores disponen de 3 frenos (uno para cada pala) y con tan solo que una pala llegue a posición de bandera (girando 90º sobre su eje) el rotor se para, por razones de seguridad (y en especial si hay operarios trabajando en la góndola) en pocos segundos.

g) Góndola o nacelle

La góndola se ubica en la parte superior de la torre y alberga el tren de potencia, el generador eléctrico, así como el resto de los equipos eléctricos, de control, de refrigeración, etc. Excepto las palas y el buje. El diseño es de cada fabricante.

Los aerogeneradores que utilizan multiplicadora, a este tipo de configuración se les denominan tecnología Enhaced, suele ser alargada y de sección rectangular. Por otro lado, los que no utilizan multiplicadora, denominados tecnología direct drive, la forma de la nacelle suele ser circular con grandes diámetros y pesos.

Se fabrica con materiales compuestos y debe ser diseñada para soportar las cargas por viento incluyendo nieve y en general condiciones meteorológicas adversas. En su interior debe quedar espacio suficiente para poder desarrollar las tareas de mantenimiento. Dispone de un pequeño polipasto (o grúa pequeña) para tareas de izado de equipos.

h) Generador eléctrico

La calidad exigida de la energía entregada a la red es cada vez mayor debido a la exigencia del cumplimiento de las condiciones de conexión a la red (códigos de red). Los códigos de red demandan funcionamientos con aporte de energía activa con variaciones de voltaje y de frecuencia además de soportar huecos de tensión.

Este equipo se encarga de transformar la energía mecánica de rotación en energía eléctrica. Se conecta al eje de alta velocidad. Dos tipos:

- Asíncronos o de inducción
- Síncronos

El generador síncrono se conecta a la red a través de un convertidor de frecuencia cuya función es independizar la frecuencia de la red de la frecuencia del generador y con ello trabajar a velocidad variable. Además, permite un control de potencia reactiva conectada a la red.

Los generadores asíncronos o de inducción si permiten variar ligeramente la velocidad del rotor, aunque la frecuencia en bornes de la máquina sea constante. Por ello y por su gran robustez, fácil mantenimiento y menor coste este tipo de generadores conectados directamente a la red fueron en el pasado los más utilizados en una primera etapa. Tiene el inconveniente de necesitar excitación a través de la red.

Ambos generan energía trifásica alterna a baja tensión entre 400-600 V. El transformador incorporado en la góndola (o en el pie del interior de la torre) elevará dicha tensión a alta.²⁰

Algún fabricante permite generar directamente en alta tensión a 10.000-20.000 V.

Se comenzó en primer lugar el generador de inducción de jaula de ardilla para tecnología de aerogeneradores de velocidad fija. En la medida que surge el control de potencia mediante velocidad variable se aplican otras soluciones con convertidor de frecuencia añadido entre las que se destacan como principales: el generador de inducción doblemente alimentado, el generador síncrono de conversión total (full converter) y el generador síncrono de imanes permanentes.

Generador de inducción de jaula de ardilla

Control de potencia mediante velocidad fija directamente conectados a red. Ventajas, su robustez y simplicidad constructiva, su bajo coste y la facilidad de conexión y desconexión de red.

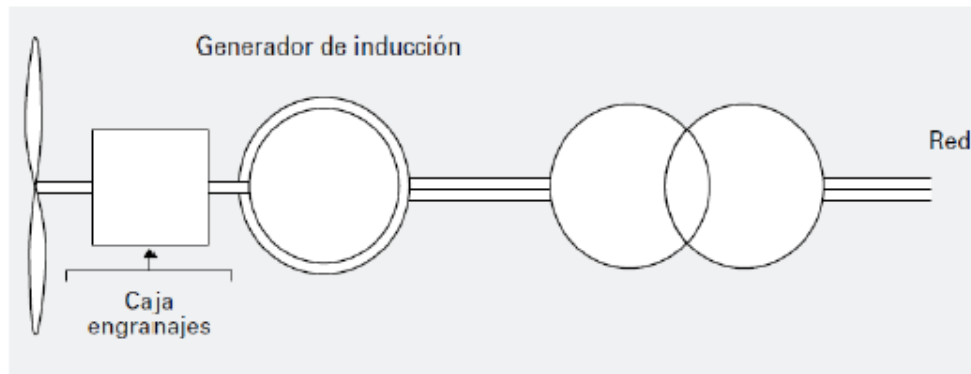


Figura 29. Generador de inducción de jaula de ardilla.²²

Generador de inducción con rotor bobinado de resistencia variable

Si se añade una resistencia variable externa en serie con los bobinados del rotor del generador asíncrono se consigue obtener una variación del par electromagnético y por tanto de la velocidad que este suministra. El exceso de energía del rotor provocado por un aumento de la velocidad del viento se disipa en forma de calor en la resistencia exterior. Mediante esta resistencia es posible obtener una variación de la velocidad por encima de la de sincronismo en el rango del 0-10%.^{19,20}

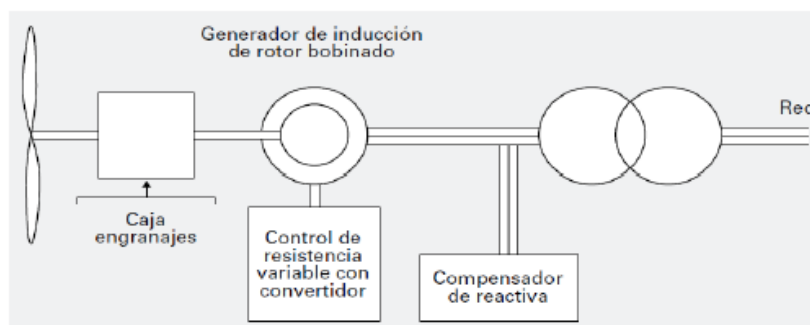


Figura 30. Generador de inducción con rotor bobinado de resistencia variable.²²

Generador de inducción doblemente alimentado

Para no perder la potencia disipada en forma de calor por la resistencia añadida se puede interponer un convertidor electrónico de potencia entre el rotor del generador asíncrono y la red eléctrica que en una primera etapa a través de un rectificador convertirá la corriente alterna a continua (AC-DC) y luego en una segunda etapa mediante un inversor la corriente continua se convertirá en corriente a alterna (DC-AC) que se inyectará a la red.

Mayor amplitud de tensiones y frecuencias adecuadas proporcionales por el convertidor electrónico a fin de compensar la diferencia de frecuencia entre la velocidad angular del campo magnético rotativo del estator y la velocidad angular efectiva del rotor (provocada por una variación de la velocidad del viento).

La utilización de un generador de inducción doblemente alimentado permite que tan solo entorno a un 30% de la energía generada tenga que pasar a través del convertidor de frecuencia reduciendo el coste del mismo frente a una solución con generadores síncronos, que exige la utilización de convertidores "full converter" para transformar el 100% de la energía generada. Inconvenientes,

menor eficiencia a carga parcial, su peor comportamiento ante huecos de tensión y la necesidad de mantenimiento de anillos rozantes y elementos del rotor. Velocidad de sincronismo 2000 rpm.

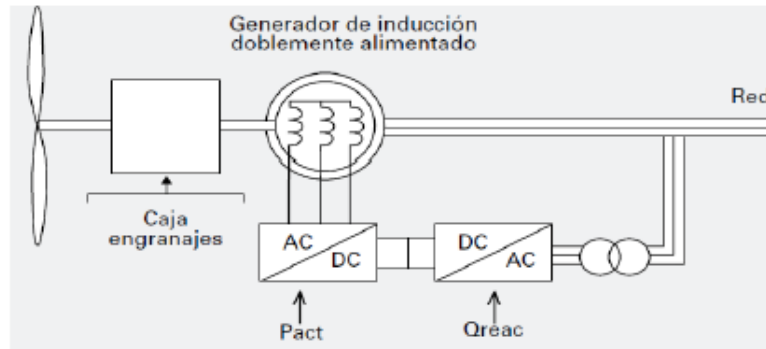


Figura 31. Generador de inducción doblemente alimentado.²²

Generador síncrono/asíncrono de conversión total (full converter)

En un generador de este tipo, la potencia total de salida del estator se convierte a continua mediante etapa de convertidores alterna-continua (AC-DC) y después pasa a alterna mediante la etapa de conversión DC-AC.

Estas configuraciones permiten desacoplar el generador eléctrico de la red. Además, permiten generar la potencia reactiva deseada y se tiene un control total sobre la potencia activa generada. Velocidad de sincronismo 2000 rpm.

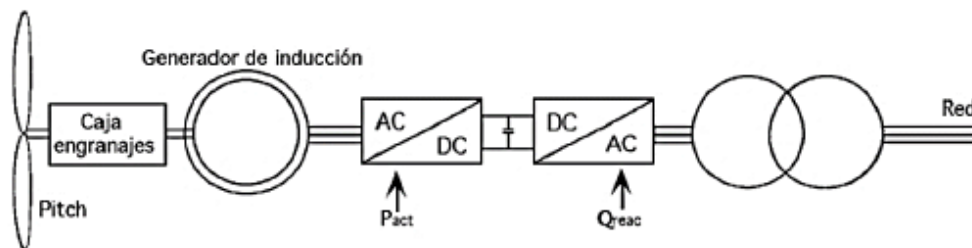


Figura 32. Generador síncrono/asíncrono de conversión total (full converter).¹⁹

Generador síncrono multipolo de imanes permanentes

Ventajas de no tener multiplicador. Lo que implica una reducción de las pérdidas mecánicas, menor generación de ruido y mayor incremento de la disponibilidad de operación y mantenimiento del aerogenerador.

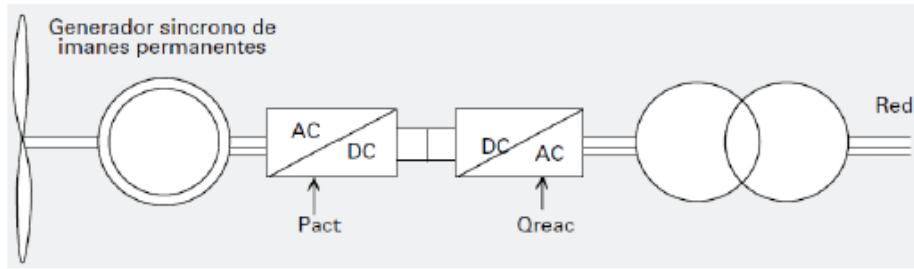


Figura 33. Generador síncrono multipolo de imanes permanentes.²²

5.2.3 Sistemas de un aerogenerador

a) Sistema de transmisión mecánica o tren de potencia

Encargado de transmitir la energía producida por el giro del rotor al generador eléctrico. Componentes fundamentales:

- El eje de baja velocidad: que conecta el buje del rotor con la caja de multiplicación.
- Los cojinetes/rodamientos de apoyo del eje de baja.
- La caja de multiplicación (o multiplicador).
- El eje de alta velocidad: que conecta la caja de multiplicación con el generador eléctrico.
- El freno mecánico.
- El acoplamiento con el generador.

Diferentes configuraciones. Nuevos diseños de conexión directa (Direct Driver) en los que no tienen multiplicador. No obstante, el diseño tradicional es el que cuenta con multiplicador (Enhanced Driver). Con respecto a la forma de construcción, trenes de potencia modulares e integrados. Se estima que pueden obtenerse disminuciones en el peso del tren de potencia de hasta un 30% con los diseños integrados respecto a los modulares.

b) Sistema de frenado mecánico

Se utiliza en caso de fallo de los frenos aerodinámicos y durante las labores de operación y mantenimiento (es similar a un freno de "parquin"). Capaz de detener el rotor del aerogenerador cuando las condiciones meteorológicas son adversas.

Se puede instalar tanto en el eje de baja velocidad como el de alta, estando más extendida su instalación en el eje de alta velocidad.

Dos tipos: frenos de disco y de fricción.

Los frenos de disco (que son los más usados) son similares en funcionamiento a los de un automóvil. El disco se fija al eje sobre el que debe frenar. En la fase de frenado, unas pinzas accionadas por un sistema hidráulico aprietan las zapatas contra el disco, creando un par de frenado suficiente.

c) Sistema de orientación (Yaw system)

Permite en todo momento que la góndola y el rotor estén orientados perpendicularmente a la dirección del viento incidente con el objeto de maximizar la extracción de energía. Necesarios para rotor a barlovento.

Sistemas activos de tipo eléctrico formados al menos por dos motores uno que permite girar al sistema góndola y rotor a derechas y otro a izquierdas.

Engranajes tipo corona.

En función de la dirección del viento incidente detectado por la veleta, sistema de control del aerogenerador da una orden a los motores eléctricos para que se sitúen perpendicularmente a la misma.

Los mecanismos de orientación llevan también un dispositivo para determinar la torsión de los cables de bajada de la góndola hacia la base de la torre. El sistema de control da una orden de giro en sentido contrario para eliminar el retorcimiento de los cables si ha habido previamente un número determinado de maniobras de giro.

d) Sistema de regulación y control de potencia

El objetivo de este sistema es:

- Garantizar el funcionamiento seguro del aerogenerador.
- Maximizar la producción de energía manteniendo el funcionamiento del aerogenerador en unos límites de velocidad y de carga.
- Evitar cargas extremas y las que puedan causar resonancia minimizando los esfuerzos de fatiga.
- Inyectar a la red una potencia de calidad aceptable por el código de red vigente.

Los objetivos están condicionados por el régimen de funcionamiento del aerogenerador. Para velocidades inferiores a la nominal el objetivo principal es maximizar la energía producida trabajando en el punto de máxima eficiencia de la pala, mientras que para velocidades superiores a la nominal el objetivo es limitar la potencia producida manteniéndola próxima o igual al valor nominal.

La potencia generada se regula por dos métodos:

- Control por pérdida aerodinámica (stall control o paso fijo)
- Control por cambio de paso de pala (pitch control o paso variable).

Control del cambio de paso de la pala (pitch control o paso variable)

La pala puede girar alrededor de su eje longitudinal con el doble objeto de:

- Controlar la potencia y la velocidad del giro del rotor
- Frenar aerodinámicamente al sistema

La curva de potencia es la que se adjunta en la siguiente figura. Puntos importantes:

1. Por debajo de la velocidad de arranque (3-4 m/s para los aerogeneradores actuales) y por encima de la velocidad de parada la producción de potencia es cero.
2. Una vez superada la velocidad de arranque se comienza a generar potencia de forma directamente proporcional a la velocidad del viento incidente hasta que se alcanza la velocidad nominal (próxima a 12-14 m/s para los aerogeneradores actuales) que es aquella a la que el aerogenerador produce la potencia nominal de diseño.
3. Por encima de la velocidad nominal y hasta la velocidad de parada (25 m/s aproximadamente para los aerogeneradores actuales) la potencia que se produce es la nominal (tramo recto de la curva de potencia).

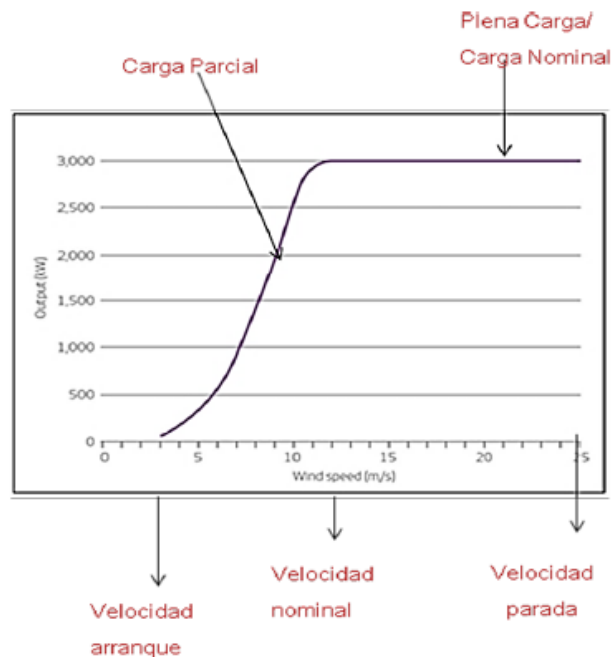


Figura 34. Diagrama representación simplificada curva de potencia, pitch control.¹⁹

Control por pérdida aerodinámica (stall control o paso fijo)

Las palas se unen al buje con un ángulo fijo y por tanto no tienen la posibilidad de girar sobre su propio eje.

El perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para garantizar que en momentos de alta velocidad de viento se crearán turbulencias en la cara de la pala que no da el viento que a su vez producirán pérdida de sustentación y por tanto habrá pérdida de potencia.

Ventaja, no hay partes móviles en el rotor y tampoco hay un complejo sistema de control por lo que las labores de mantenimiento son más sencillas y baratas.

Desventaja, capta menos energía que con el cambio de paso de pala (alrededor 10-15%) y que además, es necesario que las palas incorporen aerofrenos (un freno en la punta de la pala).

La curva de potencia es la se adjunta en. Puntos importantes:

1. Por debajo de la velocidad de arranque (3-4 m/s para los aerogeneradores actuales) y por encima de la velocidad de parada la producción de potencia es cero.
2. Una vez superada la velocidad de arranque se comienza a generar potencia de forma directamente proporcional a la velocidad del viento incidente hasta que se alcanza la velocidad nominal (próxima a 12-14 m/s para los aerogeneradores actuales) que es aquella a la que el aerogenerador produce la potencia nominal de diseño.
3. Por encima de la velocidad nominal y hasta la velocidad de parada (25 m/s aproximadamente para los aerogeneradores actuales) la potencia que se produce es próxima a la potencia nominal, pero de menor valor. En este tramo el aerogenerador funciona a carga parcial.

Ambas soluciones de control de potencia se utilizan en los aerogeneradores de parques eólicos actuales, aunque hay una mayor aplicación del pitch control.

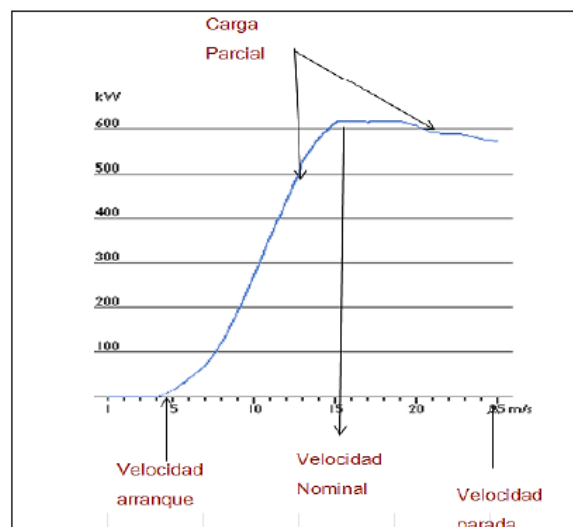


Figura 35. Diagrama representación simplificada curva de potencia, stall control.¹⁹

Control activo por pérdida aerodinámica (control active stall)

Consiste en hacer girar la pala para aumentar el ángulo de paso con el fin de hacer entrar en pérdida de forma controlada. Técnicamente son similares a los de cambio de ángulo de paso de pala.

A velocidades bajas de viento las palas de los aerogeneradores se orientan como máximo 10°. En cambio, cuando se alcanza la velocidad nominal, si el aerogenerador se sobrecarga, las apalas se orientan en sentido contrario al que lo harían las que se regulan por cambio de ángulo de paso, es decir, se aumenta el ángulo de paso de las palas para que se produzca antes la pérdida de sustentación, con el fin de consumir el exceso de energía del viento, generando turbulencias.

Equipos que actúan sobre las palas para la regulación y control de potencia

Los sistemas de cambio de paso de pala pueden ser hidráulicos y eléctricos. Los sistemas hidráulicos están más extendidos por controlar las 3 palas a la vez.

Alternativas a las estrategias de control de potencia:

- Velocidad constante/control por pérdida aerodinámica (Aerogeneradores más longevos).
- Pequeñas variaciones en la velocidad de giro/cambio de paso en toda la pala.
- Velocidad variable/cambio de paso en toda la pala.

e) Sistemas hidráulicos

Este sistema permite el frenado del rotor (freno mecánico), de la góndola, el despliegue de los aerofrenos (para aerogeneradores tipo stall control o paso fijo) o activar el sistema del ángulo de paso de pala (para aerogeneradores pitch control o paso variable). Se trata pues de un grupo motobomba que activa diversos actuadores hidráulicos.

f) Sistema de control

Tiene dos funciones fundamentales. La primera, sistema de supervisión, se encarga de la seguridad de las personas y de la propia máquina. La segunda, sistema de control, maximiza las consignas recibidas en cada momento como por ejemplo, maximizar potencia, generar potencia reactiva, limitar ruido, controlar parámetros de red como tensión o frecuencia. El sistema de control informa y reporta estadísticas de funcionamiento para la gestión de la operación.

El sistema está formado por:

- Una serie de sensores que informan sobre el estado de la máquina y el viento incidente (velocidad, dirección, presión, temperaturas, etc.).
- Un Sistema central electrónico supervisor (microprocesador) que compara esa información con la que tiene almacenada que considera óptima.
- Unos actuadores que controlados por el sistema central modifican el comportamiento de la máquina de forma que se acerque al correcto.
- Los elementos más importantes de control son la orientación de la góndola y el control de

potencia y del generador eléctrico.

Las principales señales de entrada al sistema supervisor son:

- Velocidad y dirección del viento (góndola).
- Temperaturas del aceite del multiplicador, de los bobinados del generador, del panel de control, del freno mecánico, ambiente, etc.
- Vibraciones: hay un péndulo en la parte superior de la torre.
- Presión circuitos hidráulicos de orientación de la pala, aerofrenos, freno mecánico, caja multiplicadora.
- Velocidad de giro del generador y de la turbina que deben ser iguales o proporcionales.
- Tensión, intensidad y frecuencia de salida.
- Factor de potencia para activar la conexión o desconexión del banco de condensadores.
- Potencia eléctrica generada.
- Enrollamiento de cables.

g) Sistema eléctrico

Cada aerogenerador lleva incorporados armarios eléctricos ubicados normalmente en el pie de la torre en el que se encuentra conexas todo el equipamiento eléctrico de fuerza y control del aerogenerador, así como las cabinas de corte y protección que sirven de enlace de unos aerogeneradores con otros para formar líneas de generación.

Elementos constituyentes:

- Elementos de compensación de energía reactiva: condensadores.
- Elementos de potencia: contadores, interruptores, transformador de servicios auxiliares, etc.)
- Elementos de protección: relés y contadores
- Elementos de control: microprocesadores, fuente alimentación, etc.
- También es parte del sistema eléctrico todo el cableado incluida la red de puesta a tierra.

Bien en la base de la torre (para aerogeneradores menos modernos) o bien en la góndola se ubica el transformador que eleva la tensión de la energía saliente del generador eléctrico (400-600 V) a alta tensión (20, 30 kV). Suelen ser transformadores tipo seco donde el refrigerante es el aire.

5.3 Tendencia tecnológica de aerogeneradores terrestres

En un futuro se estima alcanzable un salto tecnológico hasta potencias unitarias de 25.000 kW y 250 m de diámetro de rotor.²⁰

Existe una tendencia generalizada a máquinas tripala que representan más del 90% de los aerogeneradores instalados en el mundo. En la inmensa mayoría de los casos el rotor se sitúa a barlovento de la torre.²⁰

5 Análisis de riesgos

Durante la realización del proyecto surgen numerosos riesgos que pueden afectar de distintas maneras al trabajo realizado. Es por ello que es importante valorar los distintos imprevistos que puedan sucederse para tenerlo en cuenta a la hora de decidir si abordar o no el proyecto. En este proyecto, es importante valorar los riesgos que repercutan a los datos obtenidos de la campaña de medición ya que pueden afectar al correcto análisis del recurso eólico y alterar los resultados obtenidos. En este apartado se elaboran distintas medidas preventivas que permitan evitar los problemas que puedan surgir y se definen una serie de medidas correctoras que ayuden a solventar los problemas que puedan darse.

- Fallo de un anemómetro/veleta (A). Estos dispositivos se encuentran expuestos directamente a las condiciones climáticas durante varios años, luego tienen una tendencia a producir fallo por congelación, cortocircuito, humedades, etc.
Probabilidad: alta **Impacto: medio**
Medida preventiva: Los modelos de análisis estadísticos que se utilizan hoy en día permiten extrapolar los datos que puedan faltar de un anemómetro con el del otro, utilizando la ecuación de correlación y extrapolando verticalmente. A veces, incluso se instalan dos anemómetros en una misma altura para conseguir resultados muchos más precisos.
- Fallo de los dos anemómetros/veletas (B). Este caso es poco probable que suceda debido a que cuando un anemómetro o veleta falla el “logger” manda una alerta a la central para que acuda un técnico de mantenimiento a ejercer su servicio. Por lo tanto, la única manera de que puedan fallar ambos dispositivos sería si fallasen simultáneamente o en un periodo corto del mismo.
Probabilidad: baja **Impacto: alto**
Medida preventiva: Se manda una alerta a la central desde el “logger” para evitar que puedan caer dos dispositivos.
- Vientos extremos (C). Este tipo de problema suele ser habitual dado que los aerogeneradores se localizan generalmente en emplazamientos con alto potencial eólico. Puede ocasionar problemas en los equipos mecánicos del aerogenerador debido a la aparición de fuerzas dinámicas y fatiga altas.
Probabilidad: media **Impacto: medio**
Medida preventiva: Se realiza un estudio estadístico de los vientos extremos y se caracteriza el viento con una categoría según norma IEC61400 para comprobar qué tecnología de aerogenerador es correcto para su uso. También se dispone de un microprocesador con diferentes sensores que alertan al sistema de la condición crítico actuando en los diferentes sistemas activos de prevención y logrando entrar en parada del aerogenerador.
- Sobretensión de la red por rayos (D). Estas grandes máquinas son un objetivo fácil de los rayos durante una tormenta eléctrica debido a que funcionan como antenas gigantes.

Probabilidad: media Impacto: medio

Medida preventiva: Como medida preventiva el aerogenerador se conecta a tierra para dirigir la corriente eléctrica a tierra y evitar así daños internos de los equipos mecánicos.

- Cortocircuito (E). La red de media tensión del parque, unos 30 kV, puede ser sometido a corrientes de cortocircuito con las diferentes operaciones del aerogenerador, condiciones climáticas, etc.

Probabilidad: baja Impacto: medio

Medida preventiva: Los cables instalados se calculan para resistir dichas corrientes de cortocircuito y se equipan los equipos principales como el transformador con seccionadores para aislar

- Fallo equipo mecánico (F). Los equipos dinámicos al estar sometidos a fuerzas variables pueden ocasionar fallo por fatiga, fractura, etc. Esto ocasionaría la parada de la máquina con sus respectivas pérdidas económicas.

Probabilidad: media Impacto: alto

Medida preventiva: Un equipo de mantenimiento que acuda y repare la avería lo antes posible para reducir pérdidas. Así como en el momento del incidente los diferentes sistemas de frenado entrarían en acción para evitar daños mayores.

A continuación, se muestra la matriz de probabilidad-impacto en el que se evalúan los posibles riesgos que se han comentado previamente.

Tabla 3. Matriz impacto-probabilidad.

		IMPACTO		
		Bajo (1)	Medio (5)	Alto (10)
PROBABILIDAD	Baja (0,1)	Bajo (0,1)	E Bajo (0,5)	B Moderado (1)
	Media (0,5)	Bajo(0,5)	C,D Moderado (2,5)	F Alto (5)
	Alta (0,9)	Moderado (0,9)	A Alto (4,5)	Alto (9)

6 Selección de la solución propuesta. Diseño

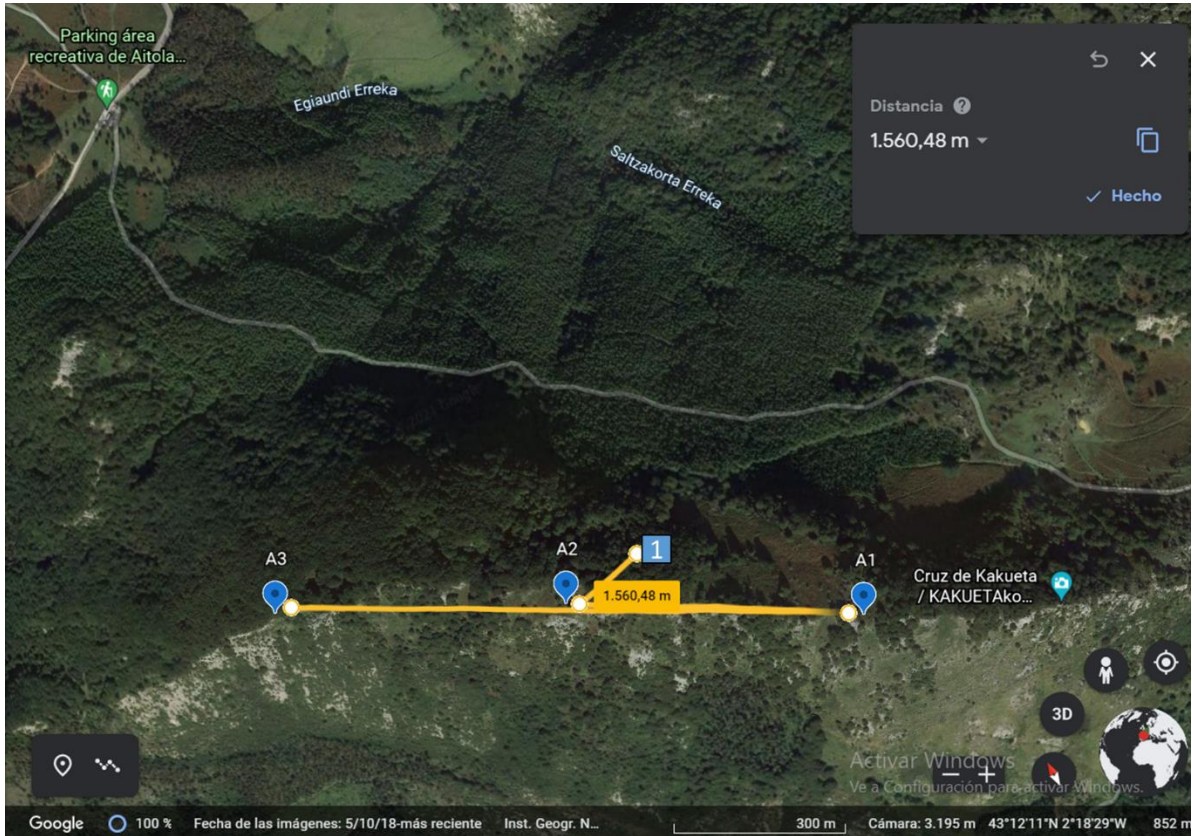


Ilustración 1. Diseño básico del parque eólico, Google Earth.

Aerogeneradores A1, A2, A3 conectados en zanja al Edificio de Control 1, con una longitud de cable aproximada de 1.560 metros.

CAPÍTULO II. METODOLOGÍA

1. Planificación y Diagrama de Gantt

A continuación, se muestra la planificación del proyecto. En este apartado se describen las distintas fases por las que se ha pasado, las tareas en las que se ha dividido y los recursos necesarios para llevarlo a cabo. Dichas tareas se resumen en el diagrama de Gantt al final del apartado.

- Fase 1. Estudio estado del arte.
Recopilación de información y artículos sobre la tecnología actual de aerogeneradores, física del recurso eólico y meteorología del viento.
T1.1 Recopilación de información.
T1.2 Análisis de información.
Recursos Humanos: Ingeniero junior (160 h), Director de proyecto (8 h)
Recursos Materiales: Ordenador.
Duración: 1 mes
- Fase 2. Selección del emplazamiento
Analizar el estado actual del territorio vasco para localizar un emplazamiento que pueda albergar alrededor de 15-18 MW de potencia eólica. Hay que tener en cuenta las restricciones de distanciamiento con diferentes factores.
T2.1 Análisis del territorio
Recursos Humanos: Ingeniero junior (40 h), Director de proyecto (2 h)
Recursos Materiales: Ordenador.
Duración: 1 semana
- Fase 3. Estudio recurso eólico.
Realizar un análisis estadístico descriptivo del recurso eólico y un estudio micrositing del emplazamiento y la tecnología propuesta.
T3.1 Análisis estadístico descriptivo
T3.2 Estudio micrositing.
Recursos Humanos: Ingeniero junior (160h), Director de proyecto (8h)
Recursos Materiales: Ordenador, licencia Windographer, licencia Wasp, norma IEC6400
Duración: 1 mes
Entregables: Informe energético del emplazamiento.
- Fase 4. Diseño red MT.
Diseño de la red de MT obteniendo los diferentes parámetros que definen la red y aportando la mejor solución.
T4.1 Cálculo red MT
Recursos Humanos: Ingeniero junior (80h), Director de proyecto (8h)
Recursos Materiales: Ordenador, norma IEC6400
Duración: 2 semanas
Entregables: Informe esquema unifilar
- Fase 5. Comprobación mecánica.

Obtener información de catálogo y calcular los parámetros que definen las condiciones de operación de los diferentes equipos mecánicos principales presentes en el aerogenerador.

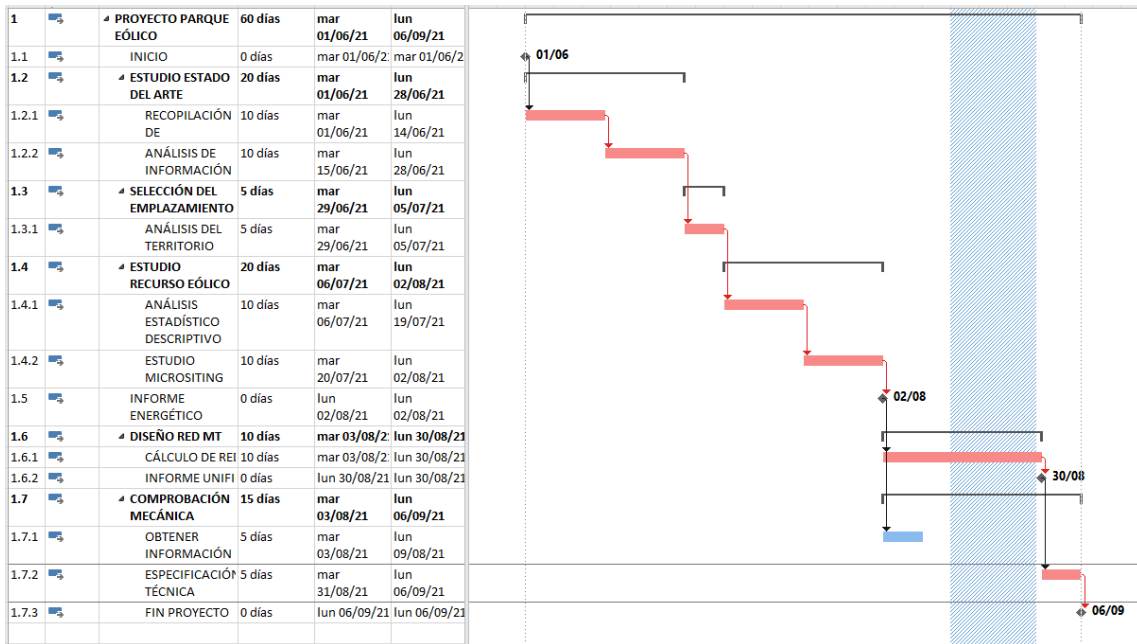
T5.1 Obtener información.

T5.2 Especificación técnica

Recursos Humanos: Ingeniero junior (80h), Director de proyecto (4h)

Recursos Materiales: Ordenador

Duración: 2 semanas



En el que se puede observar que el proyecto tiene una duración de 60 días laborales y el camino crítico es todo ello en sí salvo la tarea de obtener información para realizar después la especificación técnica.

2. Estudio Recurso Eólico

3.1 Hipótesis

1. El viento geostrófico es el mismo en toda la zona de trabajo.

3.2 Procedimiento

Esta primera fase, consiste en un análisis estadístico del recurso eólico en el emplazamiento seleccionado con el programa Windographer y un estudio de micrositing utilizando un modelo computacional de producción de energía eléctrica denominado Wasp.

Análisis estadístico del recurso eólico

Este análisis comienza con un registro de datos de viento de la campaña de medición como datos de partida localizada en las coordenadas UTM: 555692,7 UTMX, 4783777,4 UTM Y. Dicha estación está equipada por una torre de celosía sobre la que se han localizado anemómetros y veletas a las siguientes alturas de la torre:

- A 90 metros de altura se mide velocidad y dirección.
- A 50 metros de altura se mide igualmente velocidad y dirección.
- A 5 metros de altura se mide temperatura.

Se disponen de datos de viento de dichos sensores de velocidad y dirección desde el 1 enero 2017 al 1 enero 2020. Por otro lado, para el análisis del largo plazo se dispone de una serie sintética de velocidad media diaria de viento (serie virtual) del 1 enero 2006 a 4 enero 2020 a 80 m de altura localizada en la misma posición que la estación de medición del recurso eólico.

Como ya se describió en el apartado 3 “Objetivos” del capítulo I, primero se ha realizado un estudio de localización de los aerogeneradores teniendo en consideración las limitaciones impuestas que se enuncian a continuación:

- Distancia entre aerogeneradores dentro de una misma alineación: igual o superior a 3 veces el diámetro.
- Distancia entre aerogeneradores de alineaciones paralelas: igual o superior a 7 veces el diámetro.
- Distancia de un aerogenerador a una carretera o una casa habitada al menos la altura máxima del aerogenerador (altura de buje + radio del rotor).
- Distancia de un aerogenerador a un invernadero, infraestructura de riego o cualquier otro bien no habitado: al menos 100 m.
- Distancia de un aerogenerador a casas habitadas: 500 m.

Aplicando dichas limitaciones, junto con el entorno poligonal disponible para llevar a cabo la obra, se han obtenido las siguientes distribuciones de aerogeneradores para las diferentes tecnologías a analizar:

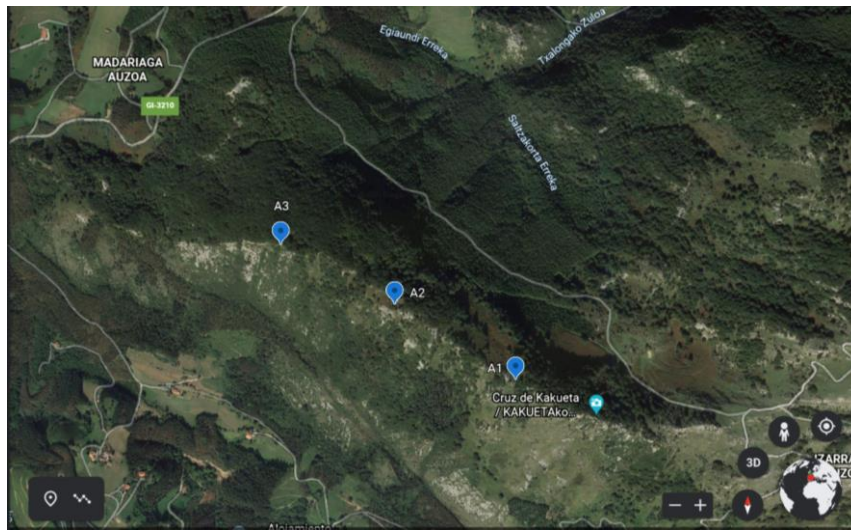


Figura 36. Imagen localización aerogeneradores Vestas, Google Earth.

Coordenadas UTM aerogeneradores Vestas:

A1.

UTMX = 556508,9 ; UTM Y = 4783321,4

A2.

UTMX = 556055,3 ; UTM Y = 4783595,2

A3.

UTMX = 555624,8 ; UTM Y = 4783807,7

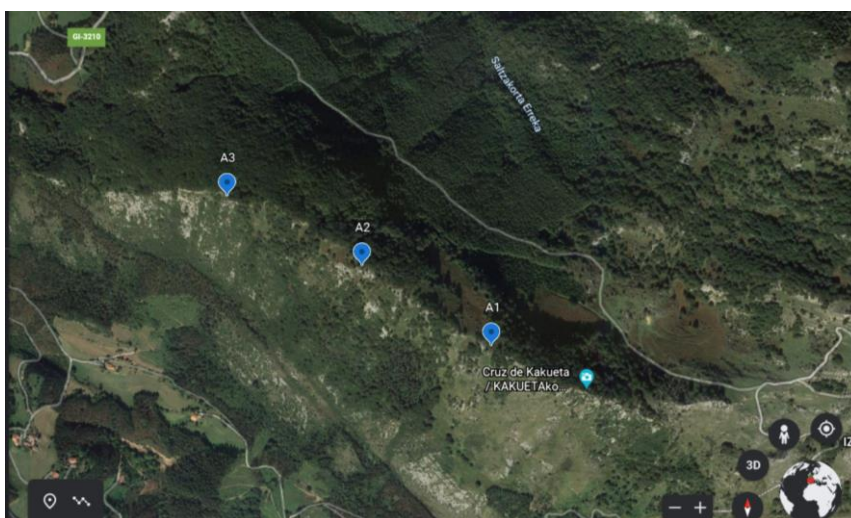


Figura 37. Imagen localización aerogeneradores General Electric, Google Earth.

Coordenadas UTM aerogeneradores General Electric:

A1.

UTMX = 556486,4 ; UTM Y = 4783321,2

A2.

UTMX = 556100,4 ; UTM Y = 4783595,6

A3.

UTMX = 555670,1 ; UTM Y = 4783777,2

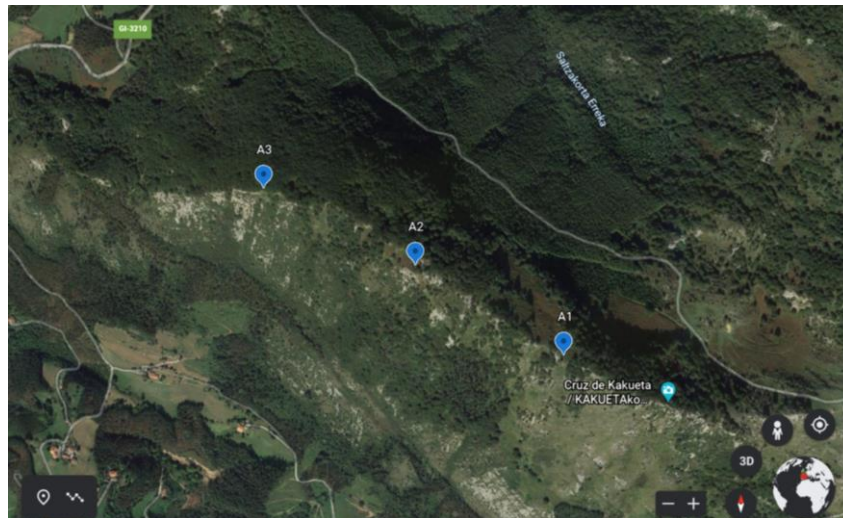


Figura 38. Imagen localización aerogeneradores Siemens Gamesa, Google Earth.

Coordenadas UTM aerogeneradores Siemens Gamesa:

A1.

UTMX = 556508,9 ; UTM Y = 4783321,4

A2.

UTMX = 556077,9 ; UTM Y = 4783595,4

A3.

UTMX = 555602,2 ; UTM Y = 4783807,5

Una vez obtenido todos los datos de viento y la localización de los aerogeneradores, ya se está en disposición para comenzar con el análisis estadístico del recurso eólico mediante el programa Windographer. Para cumplir los objetivos descritos en el apartado correspondiente, es necesario tener una licencia del programa para su uso comercial. En este caso, se ha hecho uso de la licencia gratuita en la que te ofrecen un mes de prueba gratuita.

Se abre un nuevo proyecto y se cargan los datos obtenidos de la campaña de medición en el programa.

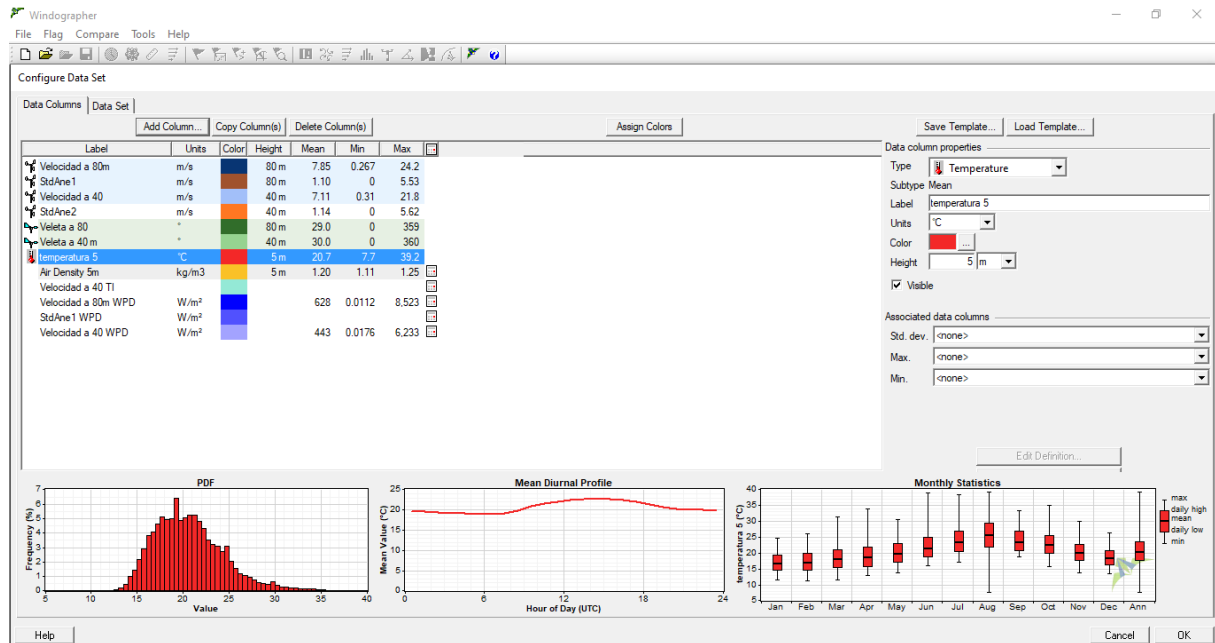


Figura 39. Pantalla configure set, Windographer.

Esta es la pantalla donde se tiene que indicar lo que representan los valores leídos del archivo de texto Azpeitia.txt que contiene todos los datos de viento representados de la siguiente manera:

date/Time	Velocidad a 90m [m/s]	StdAne1 [m/s]	Velocidad a 50 [m/s]	StdAne2 [m/s]	Veleta a 90 [°]	Veleta a 50 m [°]	temperatura 5 [°C]
2017-01-01 12:10	5,733	0,826	5,244	0,938	203,0	200,0	18,59
2017-01-01 12:20	6,372	0,682	5,893	0,714	197,0	194,0	18,72
2017-01-01 12:30	5,955	0,778	5,486	0,870	198,0	198,0	18,59
2017-01-01 12:40	6,075	0,715	5,944	0,725	186,0	181,0	18,72
2017-01-01 12:50	6,557	0,676	6,175	0,934	204,0	204,0	18,47
2017-01-01 13:00	6,138	0,931	5,366	0,917	198,0	201,0	18,84
2017-01-01 13:10	6,584	0,821	6,344	0,913	195,0	193,0	18,47
2017-01-01 13:20	7,198	1,067	6,603	1,073	194,0	190,0	18,59
2017-01-01 13:30	6,690	0,797	6,178	0,857	197,0	190,0	18,47
2017-01-01 13:40	6,768	0,876	6,246	1,097	200,0	198,0	18,72
2017-01-01 13:50	7,359	0,821	6,688	0,975	194,0	193,0	18,59
2017-01-01 14:00	8,044	0,571	7,698	0,776	204,0	204,0	18,47
2017-01-01 14:10	7,989	0,762	7,169	1,076	201,0	200,0	18,35
2017-01-01 14:20	7,666	0,787	7,122	0,805	198,0	194,0	18,59
2017-01-01 14:30	7,307	0,802	7,054	0,874	201,0	200,0	18,35
2017-01-01 14:40	7,649	0,710	7,274	0,983	208,0	208,0	18,35
2017-01-01 14:50	7,625	0,758	7,141	0,917	205,0	200,0	18,35
2017-01-01 15:00	7,734	0,835	6,712	1,173	212,0	214,0	18,35
2017-01-01 15:10	7,878	0,577	7,505	0,761	211,0	210,0	18,11
2017-01-01 15:20	7,718	0,928	7,130	1,165	207,0	205,0	18,47
2017-01-01 15:30	8,405	0,630	8,081	0,781	204,0	204,0	18,72

Figura 40. Esquema estructura datos de viento en archivo .txt

Recordar que esto es un archivo de texto, y las columnas de datos no aparecen de forma ordenada, si no separados por tabulaciones. Se observa que efectivamente se disponen de datos de anemómetros para velocidades de viento a 90 y 50 metros, veletas para dirección de viento a mismas alturas y termómetro para temperatura a 5 metros de altura sobre el nivel del suelo (s.n.s.). Todo esto con la hora y el día exacto en el que se han recogido los valores, con un periodo por medición de 10 minutos.

En la pantalla principal “configure data set” hay que especificar tipo de dato (velocidad de viento, dirección de viento, termómetro, etc.) y valores de altitud, unidades... El programa lee y detecta el tipo de dato, pero no acierta al 100%, por esto que hay que tener cuidado y revisar el trabajo para corregirlo si hace falta. La pestaña de configuración muestra también un pequeño resumen de los datos obtenidos para una primera inspección rápida de si tienen sentido o no los datos introducidos.

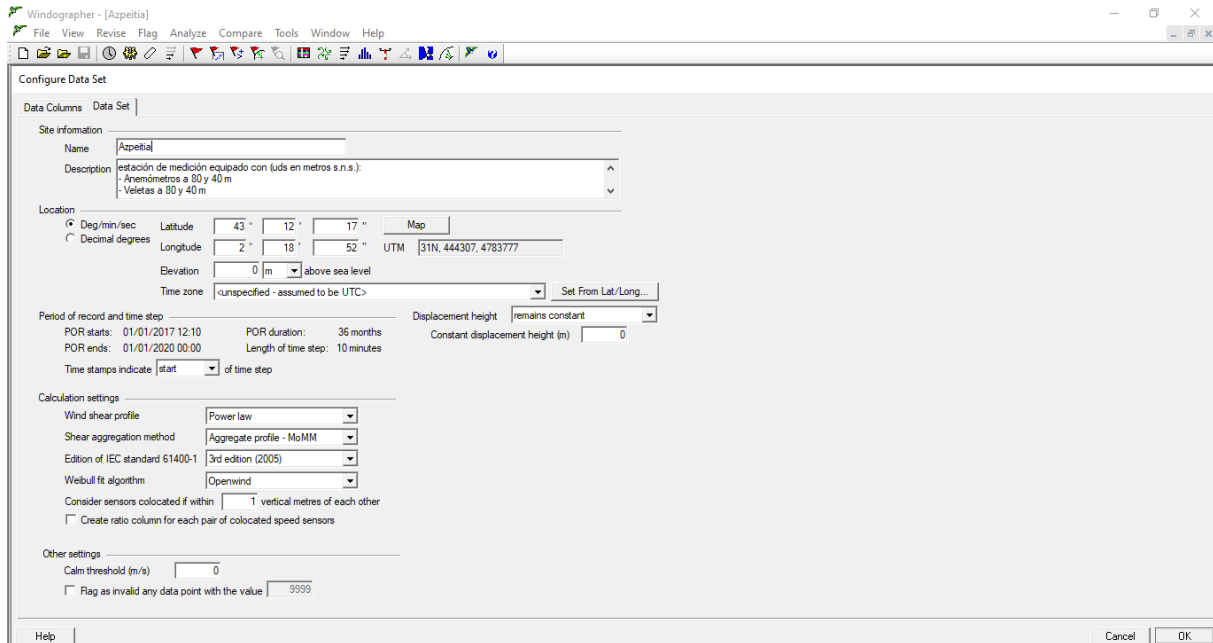


Figura 41. Pestaña de configuración data set, Windographer.

En la pestaña de “data set” dentro de la configuración del data set se puede escribir información de la localización de la estación de medición, descripción de los elementos instalados en la misma, rango de tiempo en el que ha durado la campaña de medición, etc.

Una vez revisado toda la información leída por el programa se clicla “ok” y se procede a realizar el cálculo del programa.

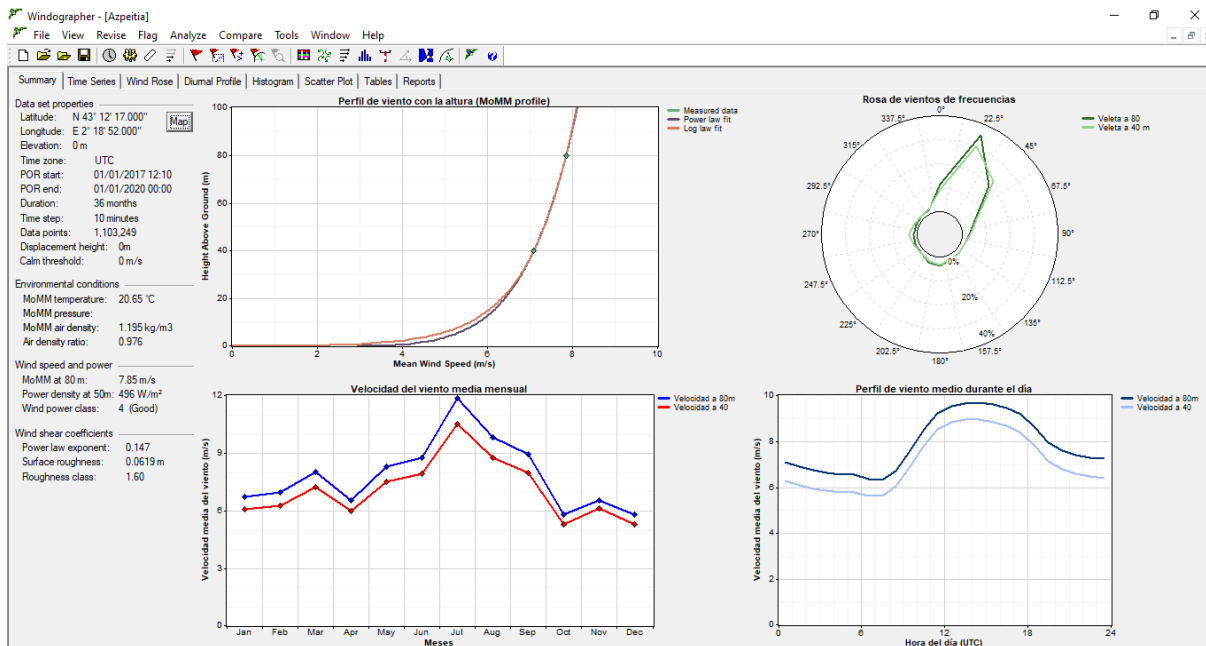


Figura 42. Gráficas estadísticas de viento.

Lo primero una vez terminado de ejecutar el programa, hay que ir a la pestaña de “revise>calibration” para aplicar los factores de corrección. Estos factores son debidos a falta de alineación de la sensórica y se aplican factores de escala y offset para corregir los datos. Normalmente viene corregido ya los datos desde el “logger”, luego no hace falta aplicar nada en este caso al venir ya corregidos.

A continuación, se extrapolan verticalmente mediante la ley logarítmica, descrita en el apartado “cálculos” de esta fase, los datos disponibles a la altura de buje.

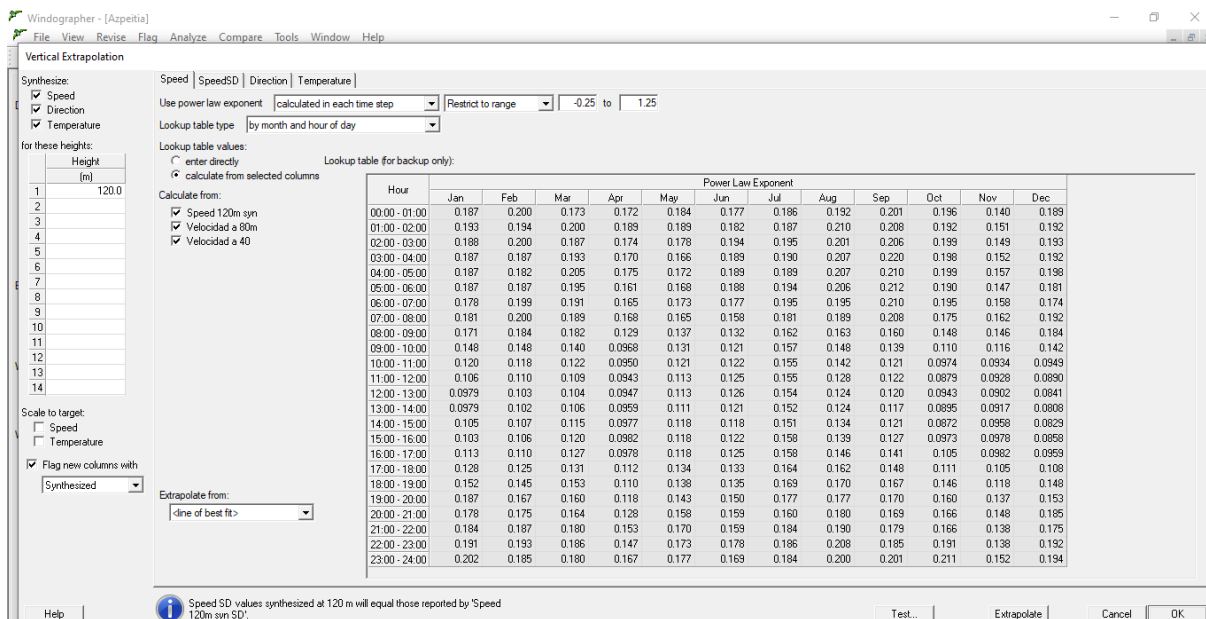


Figura 43. Extrapolación vertical de datos.

Con esto se obtienen los resultados estadísticos a la altura de buje también como se puede observar en la siguiente figura:

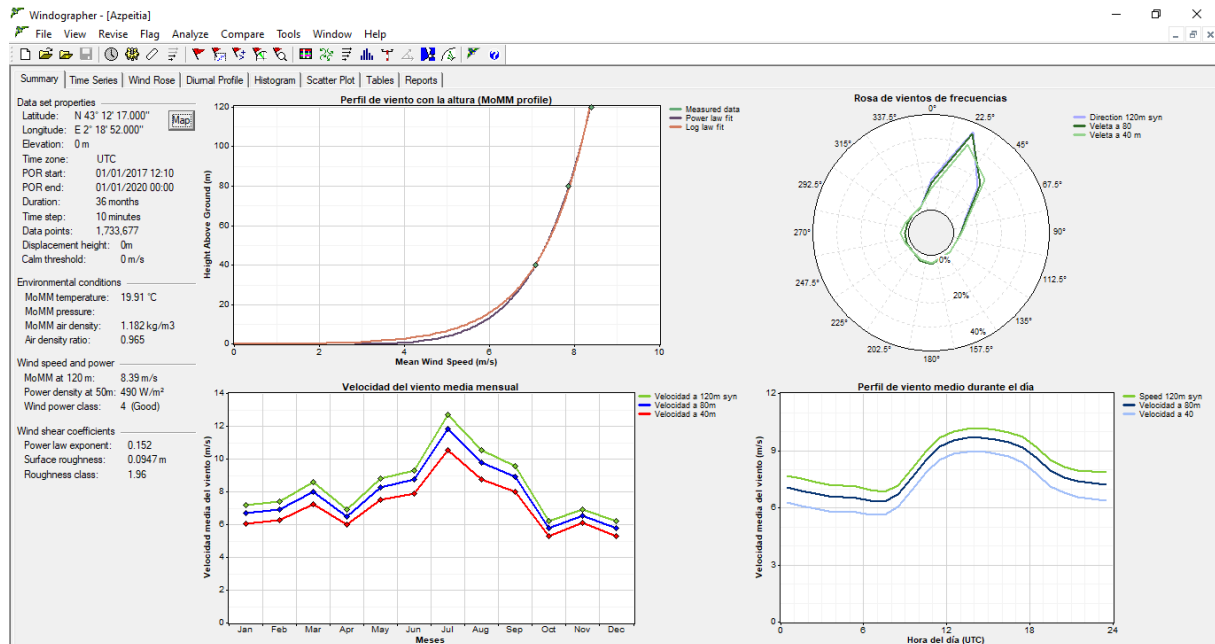


Figura 44. Gráficas estadísticas de viento altura anemómetros y buje.

Para el estudio de micrositing solo va a ser necesario los datos de viento a la altura de buje, luego, se extrapolan dichos datos obtenidos en un fichero .txt como se muestra a continuación:

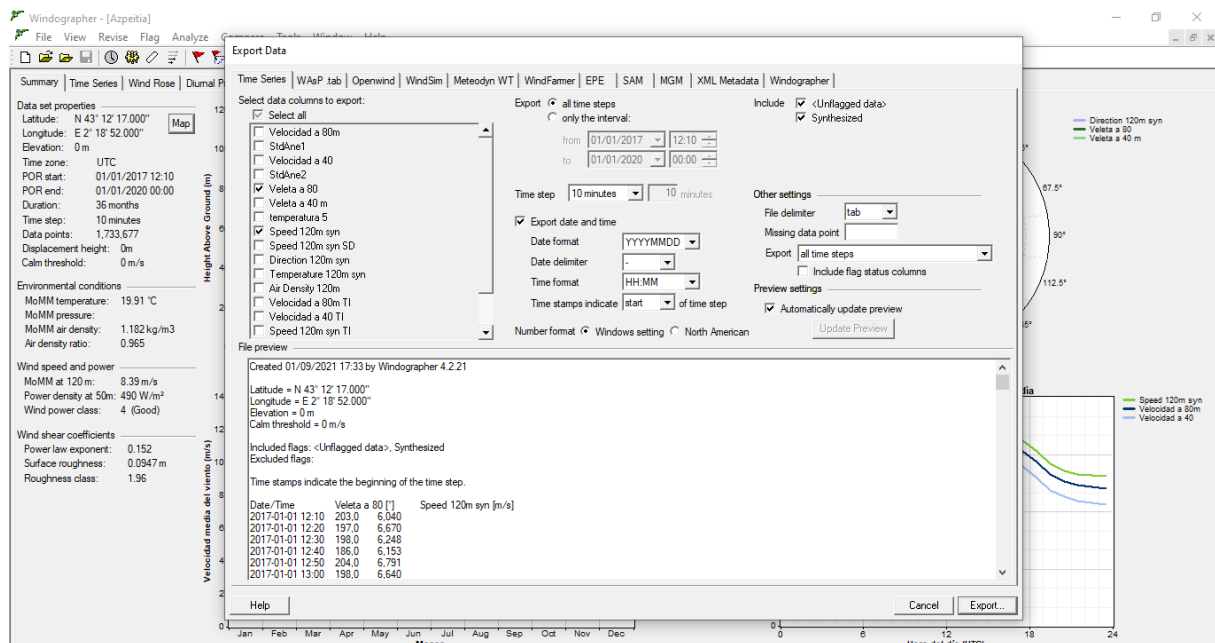


Figura 45. Exportar datos a la altura de buje.

Es importante antes de analizar los resultados de las gráficas y tablas obtenidas comprobar que los datos recibidos son correctos y no van a distorsionar los resultados que se obtengan por problemas que se hayan podido producir durante la campaña de medición. Este análisis de la calidad de los datos se realiza en la pestaña Analyse. Aparecen primero todos los datos importados en pantalla. Esto viene

bien para una exploración más detallada haciendo zoom y navegando por los datos. Se busca continuidad de pendiente y valores nulos. Estos son errores típicos de anemómetro congelado o averiado respectivamente, ver la siguiente figura:

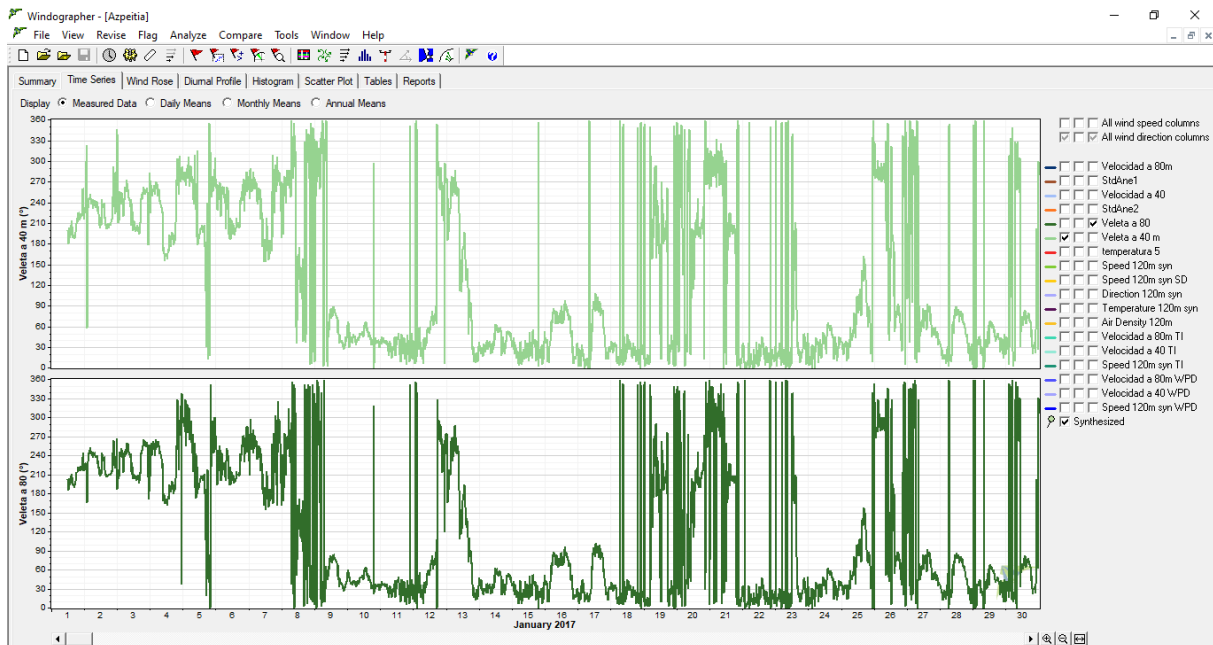


Figura 46. Gráfico de datos importados velocidad vs tiempo.

Durante la exploración se colocan banderas “flags” marcando los datos que se han encontrado problemáticos para después tenerlos en cuenta en los resultados que se vayan a obtener del análisis estadístico descriptivo del emplazamiento seleccionado.

También se pueden mostrar los datos con la media diaria, mensual y anual para ver la evolución del viento según lo que se busque:

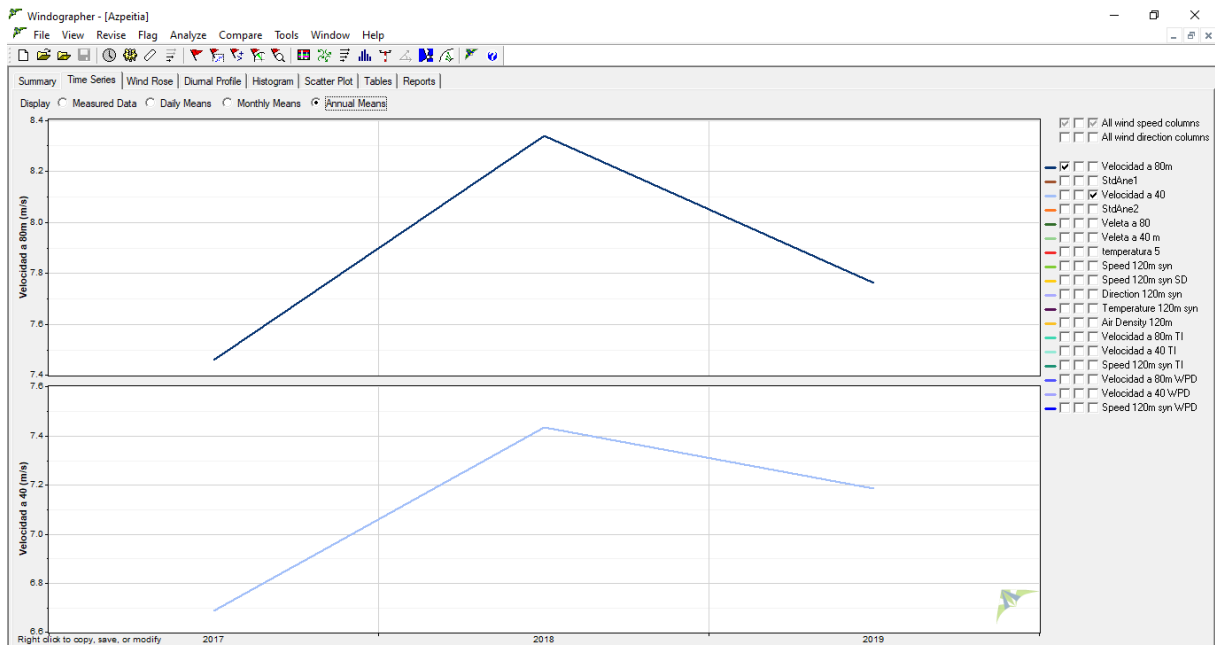


Figura 47. Velocidad media anual.

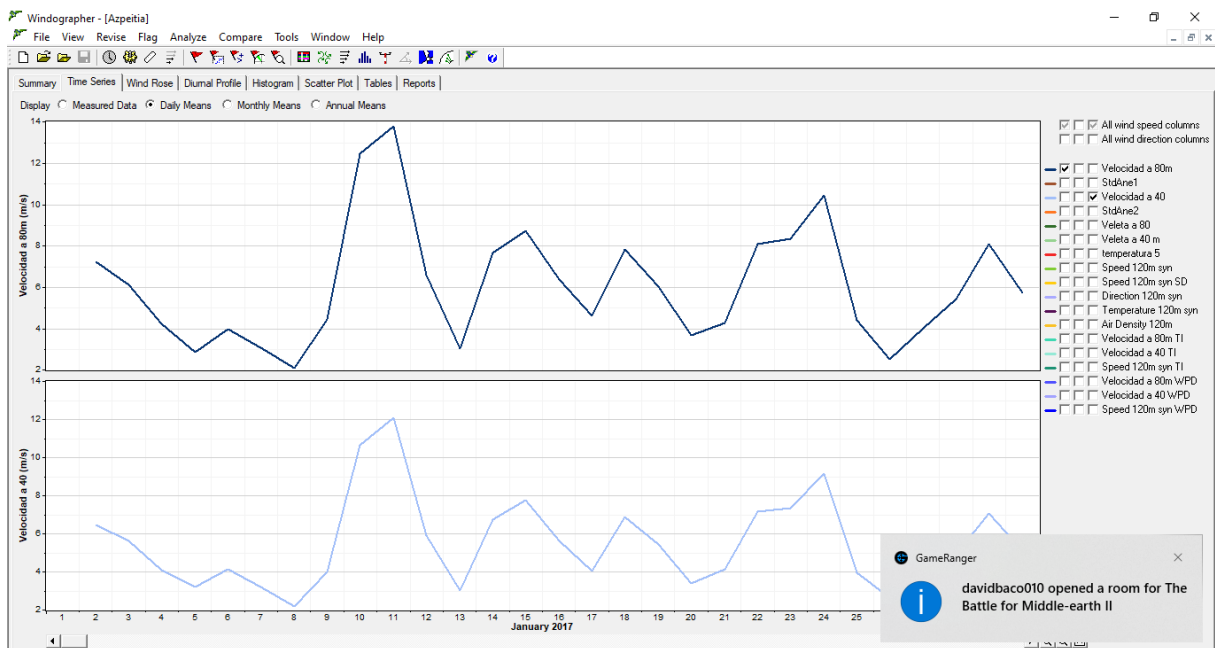


Figura 48. Velocidad media diaria.

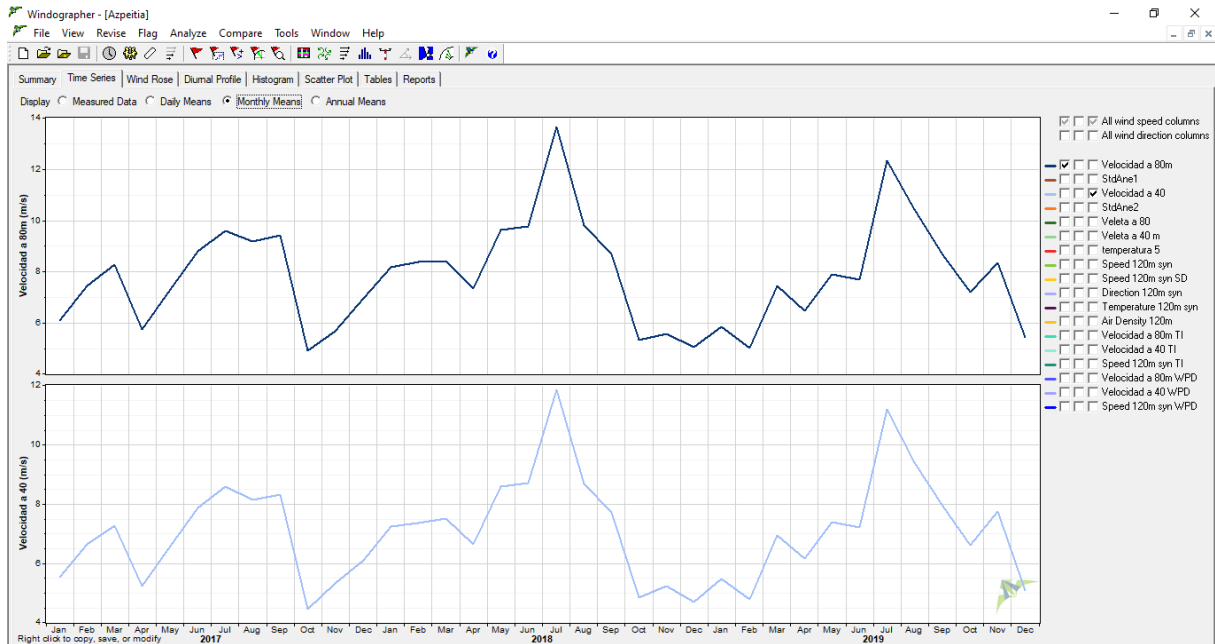


Figura 49. Velocidad media mensual.

Si se pierden 2 o 3 meses de datos porque un anemómetro falla con el modelo de correlación (fórmula que aparece en la figura inferior) se puede obtener una estimación de los datos perdidos conociendo los del otro anemómetro, MCP (Método Correlación Predicción).

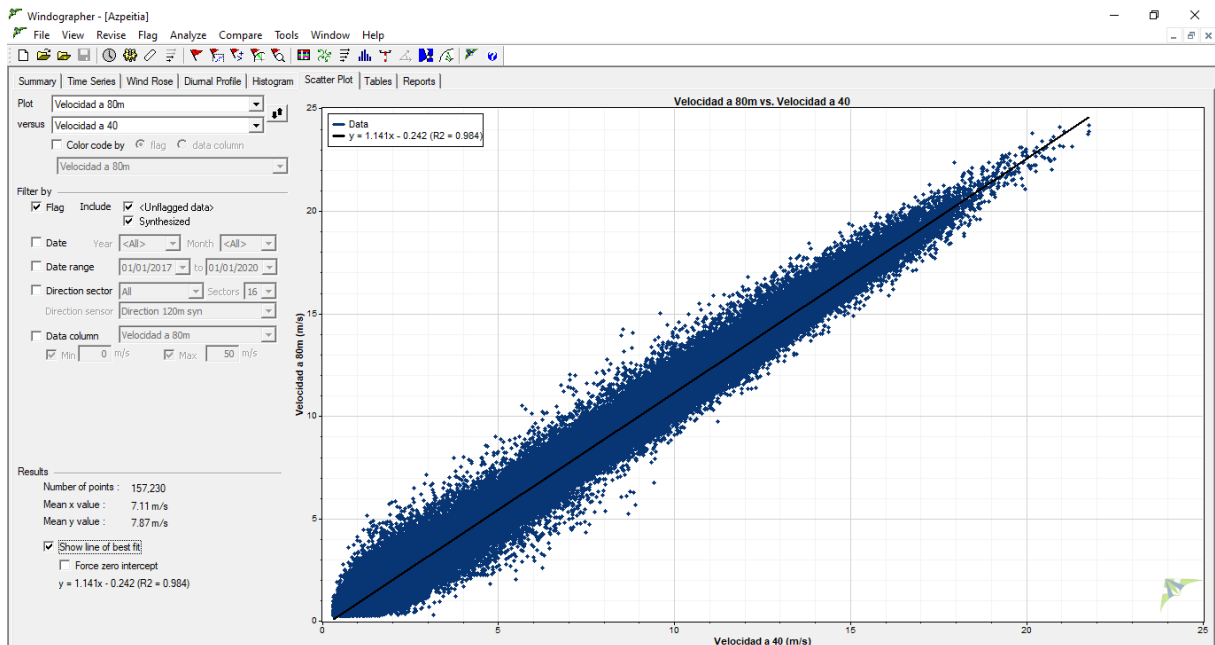


Figura 50. Cálculo recta representación de los datos para extrapolación en caso de avería de anemómetro.

Estudio de micrositing

El estudio de micrositing se ha decidido realizar con el programa Wasp por ser el más popular y extendido para el cálculo de producción de energía eléctrica de un parque eólico. Por su sencillez y rapidez de cálculo. Desarrollado por el Departamento de Energía Eólica de la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU Wind Energy).

El modelo funcional del programa es:

- A partir de la observación del entorno del emplazamiento tomando de partida la topografía del terreno, rugosidad, obstáculos y de la serie de velocidad y dirección del viento se obtiene el viento geostrófico o la climatología regional global que es el viento libre sin la afección de la topografía, rugosidad y obstáculos.
- Apoyándose en la hipótesis de que el viento geostrófico es el mismo en la zona, al conocer el entorno, obtiene la velocidad en dicho punto aplicando los modelos de topografía, rugosidad y obstáculos previamente definidos de forma inversa.

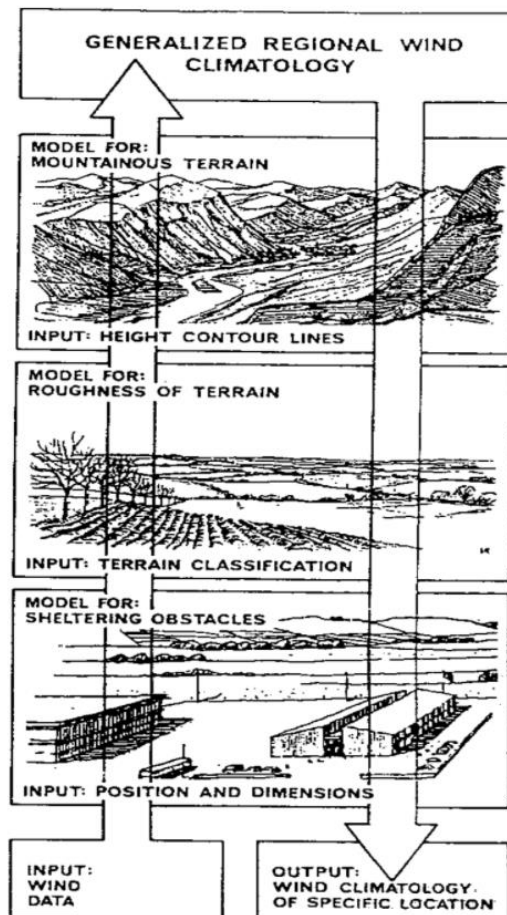


Figura 51. Esquema funcionamiento modelo de Wasp.

Datos de partida del programa WASP:

- Datos de series temporales de velocidad y dirección de viento a la altura del buje del aerogenerador considerado. Los datos se introducen en el programa mediante la

herramienta “WASP Climate Analyst”. Dicha herramienta crea un fichero de extensión .tab que alberga la información del viento regional o geográfico o Wind Atlas.

- Modelo topográfico y de rugosidad del terreno. Mediante la herramienta Wasp Map Editor se obtiene un fichero .map.
- Modelo de obstáculos sobre el terreno. Se introduce en el programa definiendo las variables que caracterizan a los obstáculos si los hubiera.
- Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador. Mediante la herramienta Wasp Turbine Editor se crea un fichero de extensión .wtg.
- Coordenadas de localización de la estación de medición del recurso eólico y de los aerogeneradores. Fichero de texto que se obtiene de las coordenadas que aparecen en el programa Google Earth.

También es importante definir el sistema de proyección del mapa, la zona y el datum que es necesario para la localización del emplazamiento:

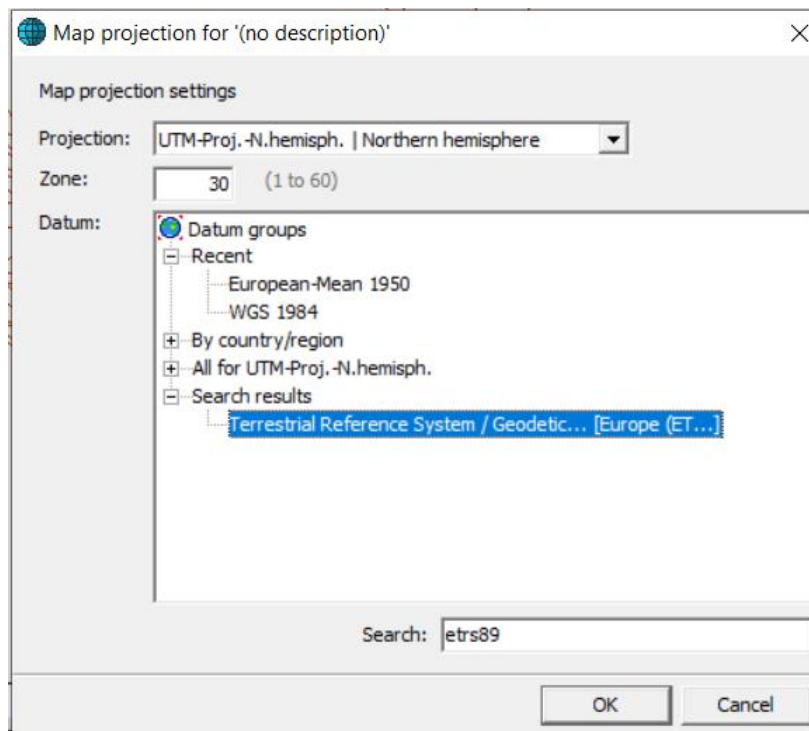


Figura 52. Configuración del Datum.

En el caso de España, para la zona de Azpeitia que tiene 2º orientación Oeste, se tendría el siguiente sistema de proyección del mapa:

- Proyección: Hemisferio Norte
- Zona: 30
- Datum: ETRS89

Información obtenida del Consejo Superior Geográfico.

Una vez obtenidos todos los ficheros de las herramientas mencionadas, se crea un nuevo proyecto y se van importando los ficheros respetando el orden. Se va a mostrar para el caso del aerogenerador Vestas el proceso utilizado. Primero, se carga la topografía, es decir, el mapa digitalizado con la rugosidad del terreno y los obstáculos si los hubiere.

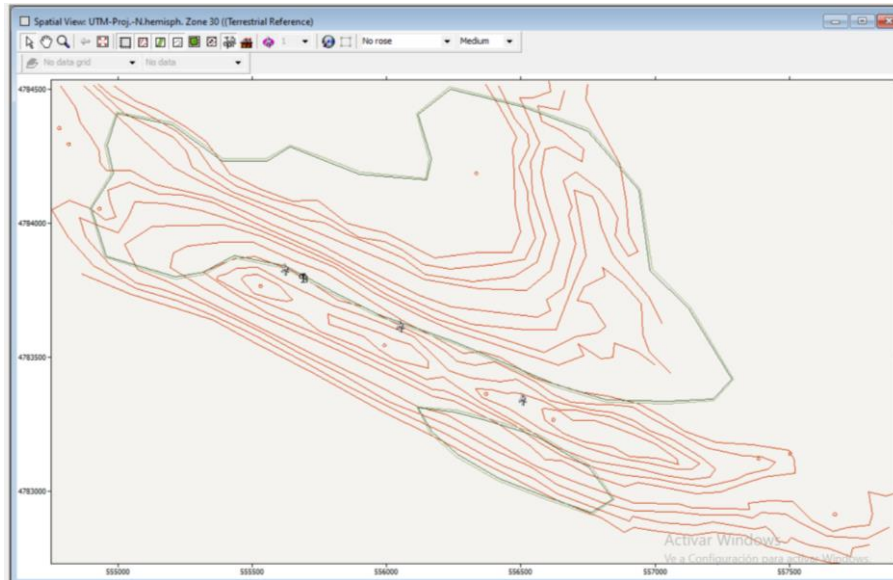


Figura 53. Mapa digitalizado del emplazamiento.

Después se carga el fichero con los datos de viento velocidad y dirección a la altura de buje y se localiza en el mapa digital la posición de la estación de medición:

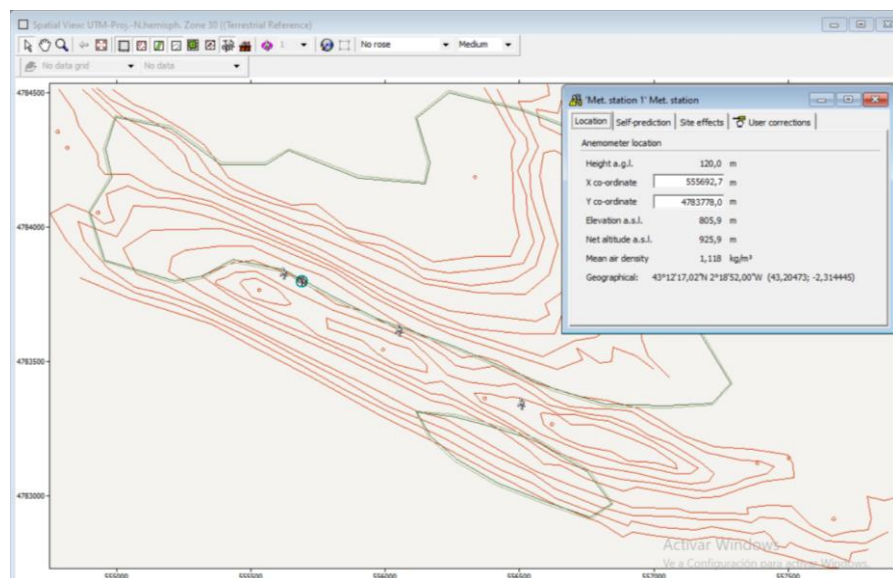


Figura 54. Mapa digitalizado y localización de la estación de medición.

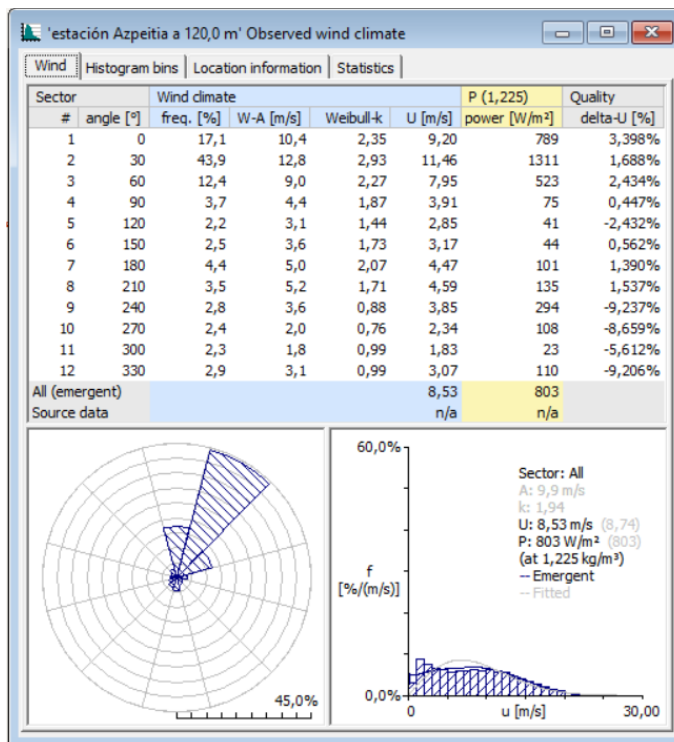


Figura 55. Datos estadísticos de los datos de viento importados a la altura de buje.

Por último se crea un “wind farm” con la localización de los aerogeneradores según las restricciones comentadas en apartados anteriores y también se carga el fichero .wtg donde aparece la curva de potencia y empuje del aerogenerador:

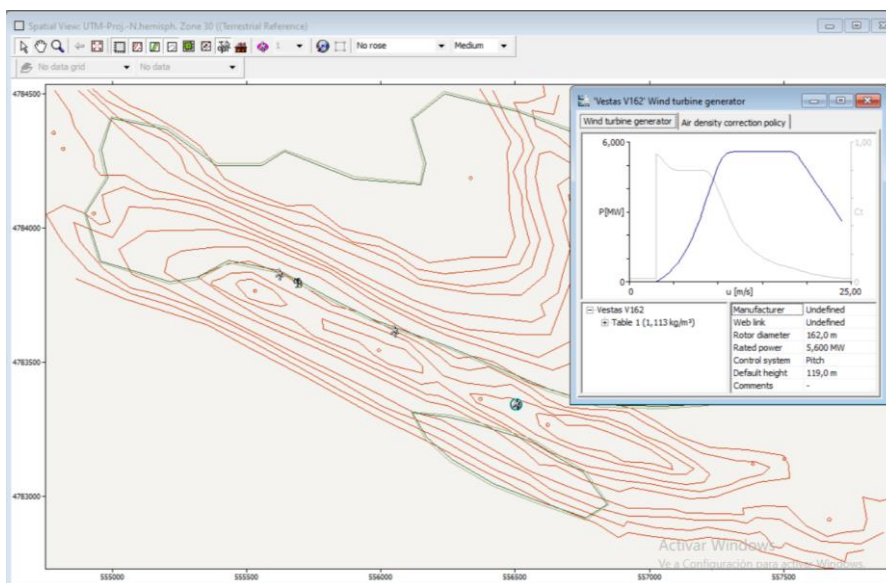


Figura 56. Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador.

Y ya está todo listo para poder hacer el cálculo energético que se comenta en el apartado “análisis de resultados” de esta misma sección.

Sin embargo, el modelo Wasp introduce un error que hay que corregir manualmente. A este proceso se le llama “ajuste del modelo Wasp” y consiste en predecir la velocidad del viento a la altura de buje del aerogenerador en la posición de la estación de medición y compararlo con la velocidad real de los datos de viento. Si en esta comparación hay diferencia, se hará un ajuste en el viento para neutralizar y hacer coincidir ambas velocidades mediante el factor de corrector, F_c , que se define en el apartado “cálculos” de esta misma sección.

3.2 Cálculos

Física del recurso eólico

Energía cinética

$$E = \frac{1}{2} m v^2$$

Potencia Eólica disponible

$$P_d = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

- Pd = Potencia disponible
- A = Área barrida por el rotor (m²)
- V = velocidad del viento (m/s)
- P = densidad del aire (kg/m³)

Debido a que debe cumplirse la ecuación de conservación de la masa no se puede extraer toda la potencia mecánica del viento.

Potencia eólica aprovechable

$$P_a = \frac{E}{t} = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3$$

C_p: es el coeficiente de potencia y expresa la fracción de potencia capturada por el rotor y es función para cada máquina de la velocidad del viento.

El límite de Betz se estableció en C_p = 0,59 y representa el máximo valor posible de la fracción de potencia disponible en el viento que es capaz de obtener un aerogenerador.

Coeficiente de empuje

La fuerza que ejerce el viento sobre el aerogenerador es igual y opuesta a la que este ejerce sobre el aire. Dicha fuerza frena el aire y da lugar a la estela. Cuanto mayor sea, más intensa será la estela y mayor área de turbulencia a sotavento.

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2} \rho v_{hub}^2 \frac{\pi D^2}{4}}$$

- D: diámetro aerogenerador
- F: Fuerza de empuje
- V_{hub}: velocidad media del viento altura de buje

Distribución analítica de velocidad de viento: Distribución de Weibull

La distribución de probabilidad del viento no es simétrica ya que la probabilidad de obtener menores velocidades a la velocidad media es más elevada que la probabilidad de obtener velocidades más altas a la media. La distribución analítica que mejor se adapta al diagrama de barras recibe el nombre de Distribución de Weibull y se puede expresar mediante la fórmula:

$$p(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$

- C: parámetro de escala (m/s), cuyo valor es cercano a la velocidad media del emplazamiento (1 m/s superior)
- K: factor de forma. Varía entre 1 y 2. La distribución de Weibull con factor de forma k=2 recibe el nombre de distribución de Rayleigh.

Perfil de variación vertical de la velocidad del viento

Ley potencial

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{H_1}{H_2}\right)^\alpha$$

- α : factor de forma varía entre 0,01 y 0,3

Ley logarítmica (teórica + semiempírica)

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{\ln\left(\frac{H_2}{Z_2}\right)}{\ln\left(\frac{H_1}{Z_2}\right)}$$

Z₂: factor de forma que se mide en metros.

Tabla 4. Diferentes valores del factor de forma.

Tipo de terreno	α	Z ₂ (m)
Liso (mar, arena, nieve)	0,1-0,13	0,001-0,02
Moderadamente rugoso (hierba, campos cereales, regiones rurales)	0,13-0,2	0,02-0,3
Rugoso (bosque, barrios)	0,2-0,27	0,3-2
Muy rugoso (ciudades, altos edificios)	0,27-0,4	2-10

Turbulencia

El parámetro más utilizado para caracterizar la turbulencia es la intensidad de turbulencia definida como:

$$I = \frac{\sigma_i}{U_i}$$

- σ_i : coeficiente de variabilidad del viento (desviación típica de la velocidad instantánea)
- U_i : velocidad media

Se mide en % y se calcula para periodos cortos de 10 minutos.

Norma internacional IEC61400-1 se tabula la turbulencia en función del valor intensidad de turbulencia a una velocidad de 15 m/s. Se diferencian las siguientes clases:

- Clase C para valores de $I15 < 0,12$
- Clase B para $0,12 < I15 < 0,14$
- Clase A para $0,14 < I15 < 0,16$
- Clase Especial para $I15 > 0,16$

Emplazamientos con intensidades de turbulencia superiores al 30% no son recomendables. Por esto, es muy importante estudiar la turbulencia de las series de datos a la altura del buje del aerogenerador en estudio y verificar a que clase pertenece dentro de la norma IEC61400.

Estimación de la energía eléctrica producida

Método estático

Metodología analítica o gráfica partiendo de la curva de duración de viento del emplazamiento para un periodo concreto y de la curva de potencia de un aerogenerador.

De forma gráfica se tendría:

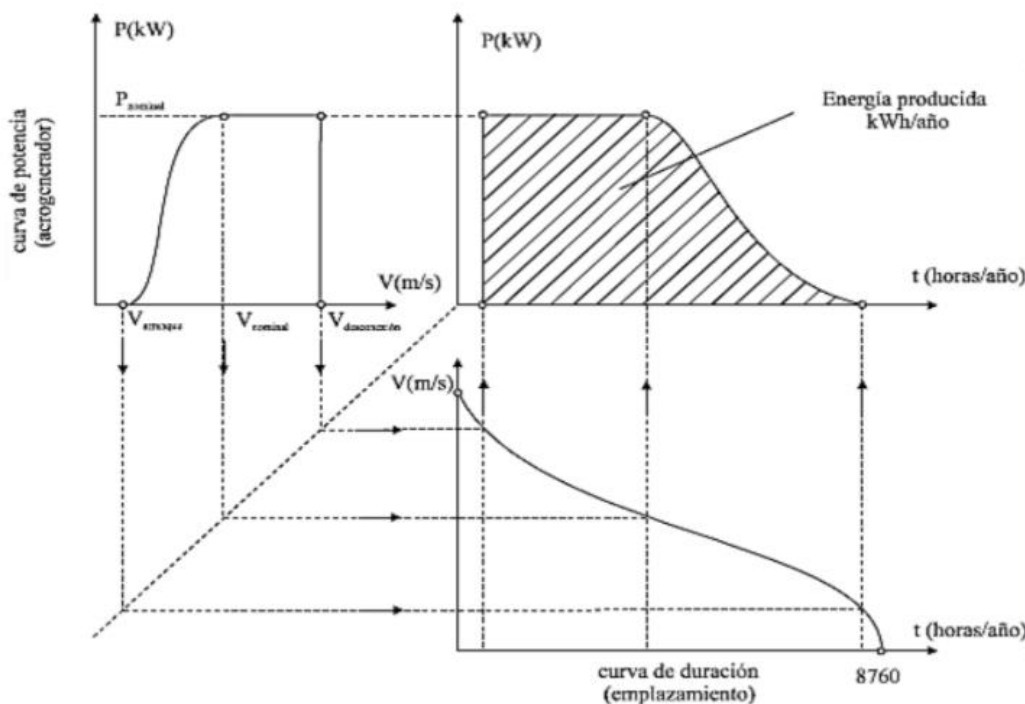


Figura 57. Método estático, representación gráfica.

El tiempo que el viento está comprendido entre las velocidades V y $V + dV$ (siendo F la curva de duración) es:

$$dt = \frac{dF}{dV} dV$$

Si la curva de potencia es $P(V)$, entonces la energía anual será:

$$E = \int_0^{8760} P dt = \int_{V_{arranque}}^{V_{corte}} P \frac{dF}{dV} dV$$

Siendo V_{corte} y $V_{arranque}$ las velocidades de arranque y parada o corte de un aerogenerador respectivamente (se obtienen de la curva de potencia).

Una forma muy usual de indicar dicha energía es mediante el factor de capacidad, F_c :

$$F_c = \frac{E(kWh)}{P(kW) * 8760}$$

El concepto de horas equivalentes (HE) del parque eólico se define como:

$$HE = F_c * 8760$$

Métodos computacionales de simulación numérica.

Los métodos computacionales resuelven las Ecuaciones de la Mecánica de Fluidos (Navier-Stokes) alrededor de una configuración más o menos compleja. Se trata pues de resolver las ecuaciones completas de conservación de:

- Masa
- Cantidad de movimiento
- Energía
- Fracción másica de agua

Para simular la turbulencia se suelen utilizar modelos específicos.: Modelos de 0,1,2 ecuaciones (el más popular es el k-e).

Hay otros modelos más simplificados consistentes en resolver la ecuación de conservación de la masa u otros que suponen que la pendiente y la altura de los obstáculos es lo suficientemente pequeña para linealizar las ecuaciones.

- Modelos linealizados de flujo potencial:

Programas: Wasp, WindPro, GH WindFarmer, WindFarm, OpenWind.

- Ecuaciones completas. CFD.

Programas: FLUENT, CFX, PHOENICS, WindSim, Meteodyn WT.

El programa que se va a utilizar para este estudio es el Wasp por su sencillez y rapidez de cálculo.

Modelos de resolución de las ecuaciones de forma lineal frente a modelos de resolución de las ecuaciones completas.

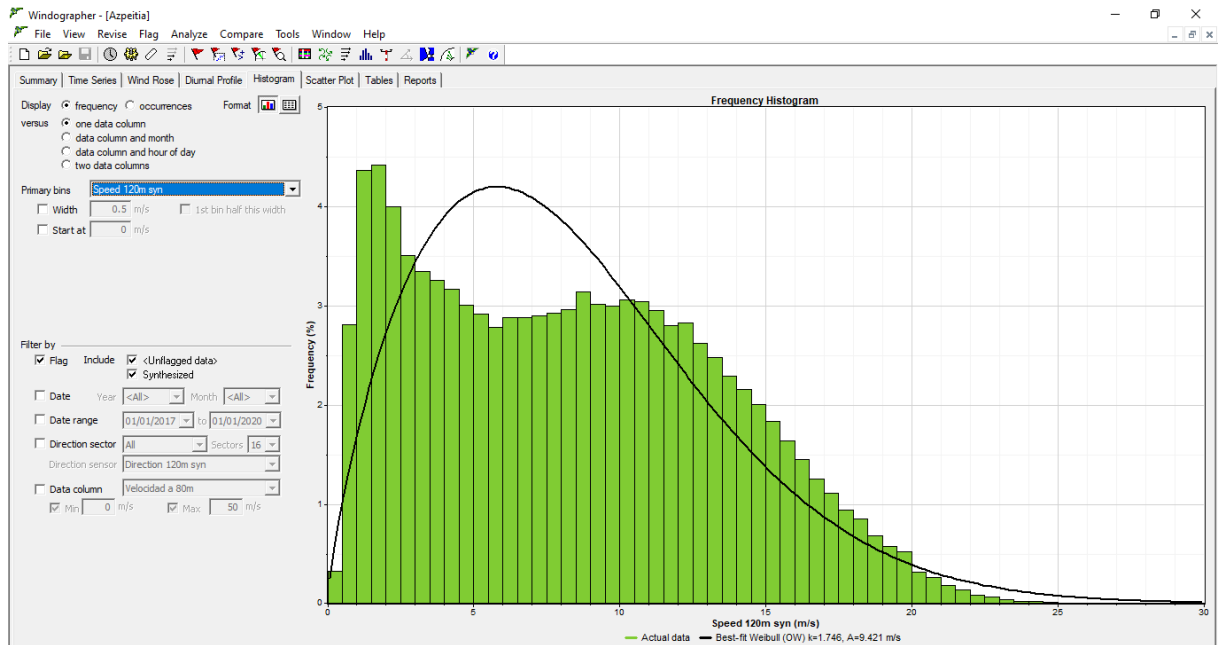
Los modelos linealizados son aplicables a configuraciones con topografía suave, sin desprendimiento de corriente o capa límite. Se supone que el obstáculo impone una pequeña perturbación a perfiles de velocidad del tipo logarítmico.

Los modelos que resuelven las ecuaciones completas (CFD, Computing Fluid Dynamics) son aplicables a configuraciones con topografía compleja y con fuertes turbulencias que hacen que haya desprendimiento de capa límite.

2.1 Análisis de los resultados

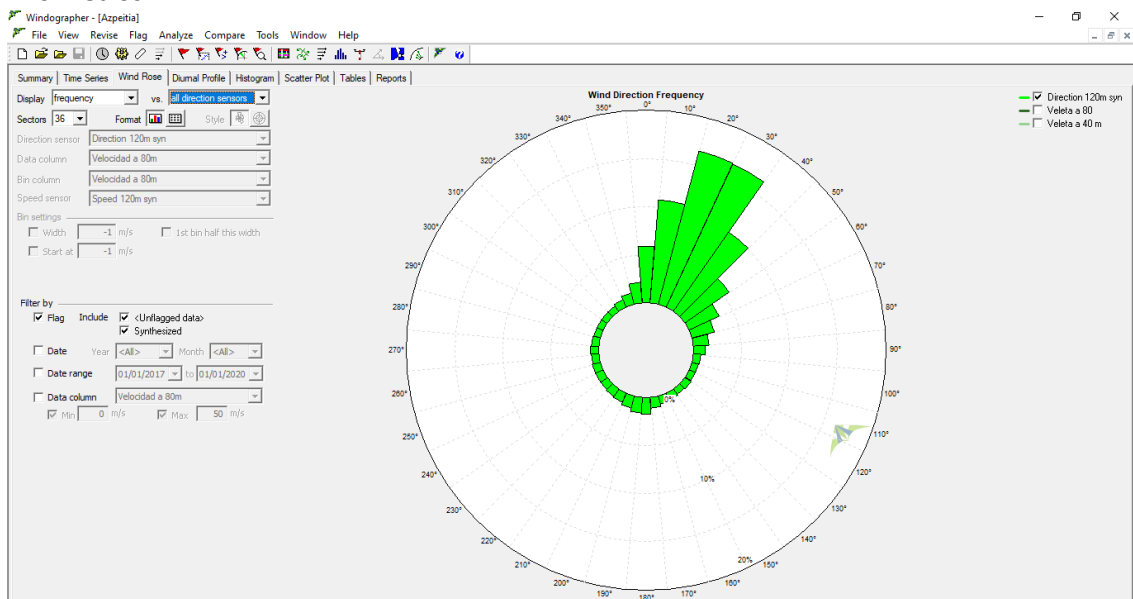
Resuelto todo el proceso explicado en el correspondiente apartado, ya se pueden obtener diferentes gráficas y tablas para obtener resultados estadísticos, rosas de vientos, parámetros energéticos y demás como se enumeran a continuación.

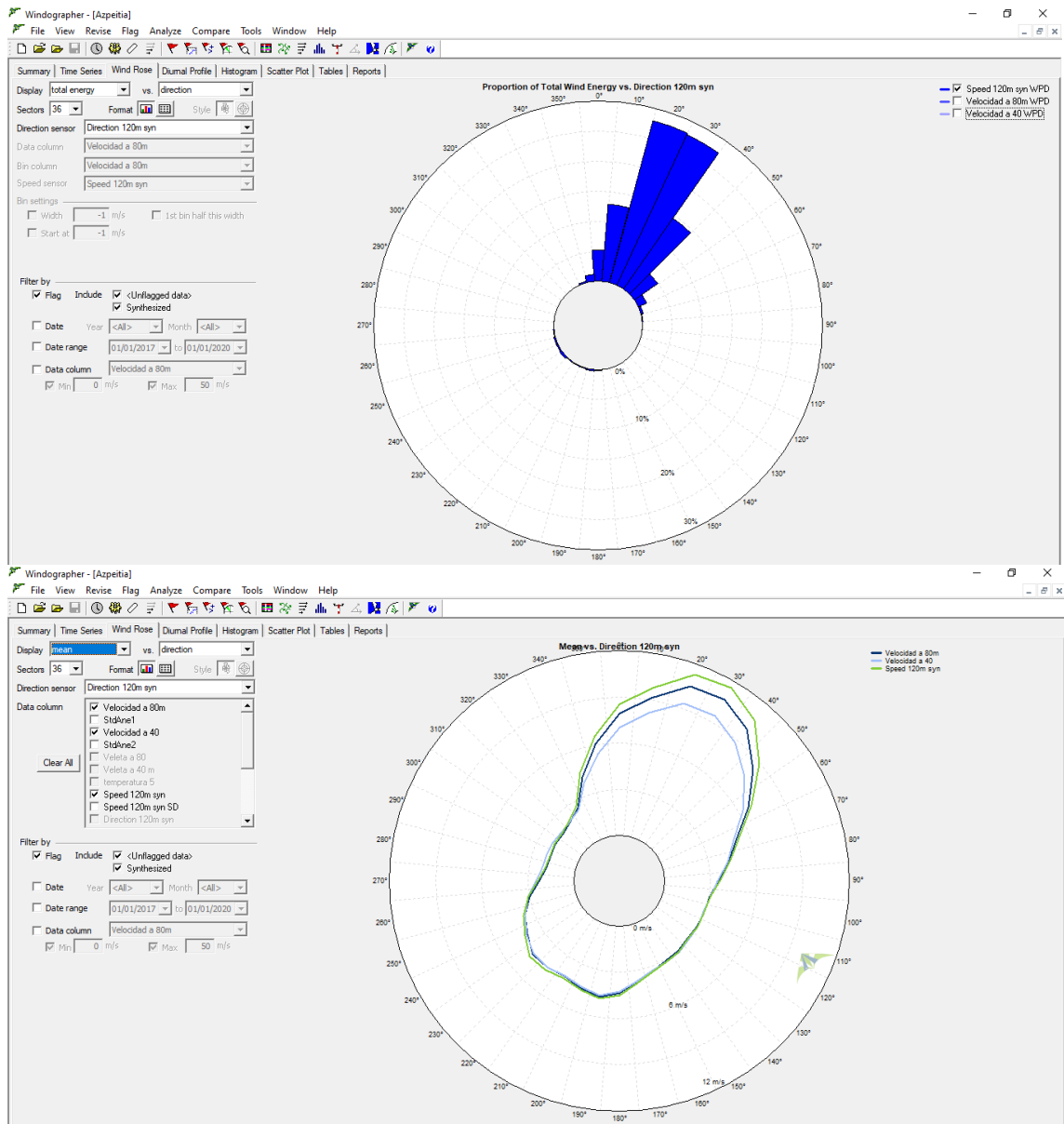
- Función de distribución de probabilidad (Weibull) para 120 metros. Parámetros de forma y escala de dicha distribución.



Representa para cada intervalo de velocidad la frecuencia del viento. La curva que mejor se adapta es la distribución de Weibull. Se puede observar que el parámetro de forma, $k = 1.746$, y de escala, $A = 9.421$, que es parecido a la velocidad media más 1m/s.

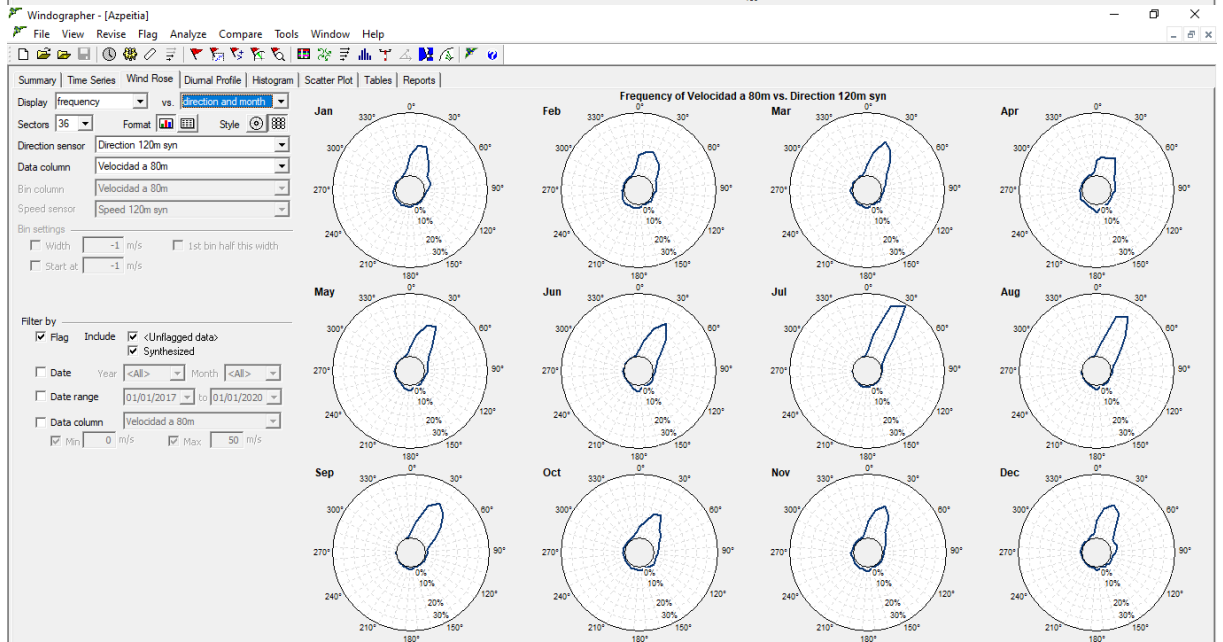
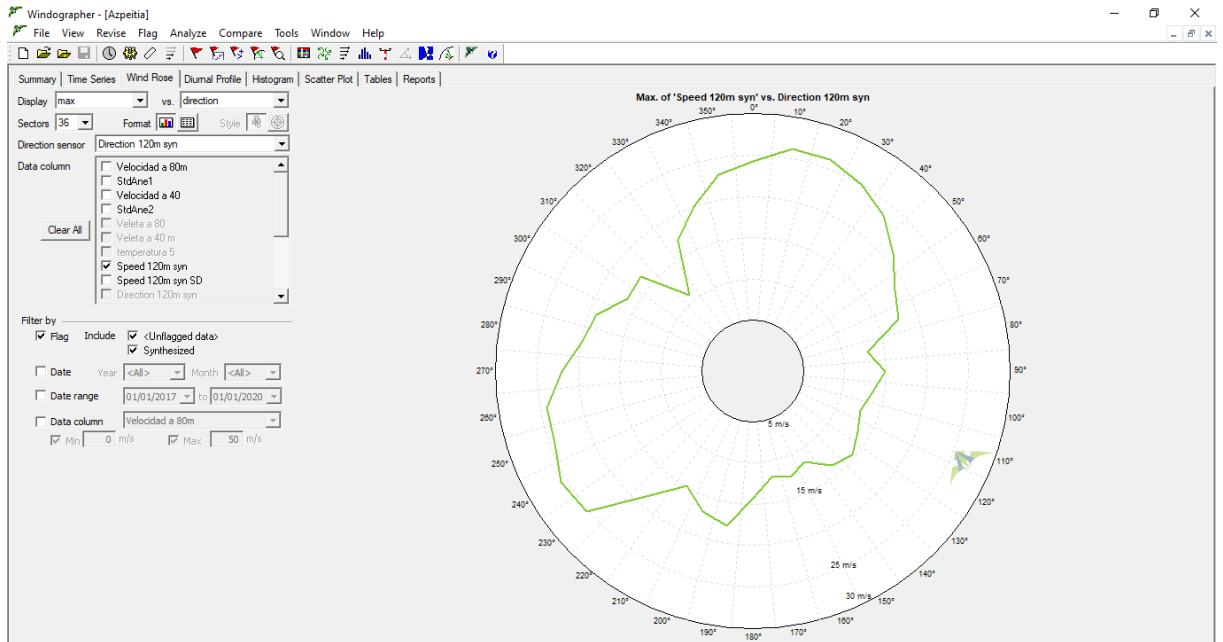
- Rosas de viento de frecuencia, velocidad, energía e intensidad de turbulencia para el nivel de 120 metros.



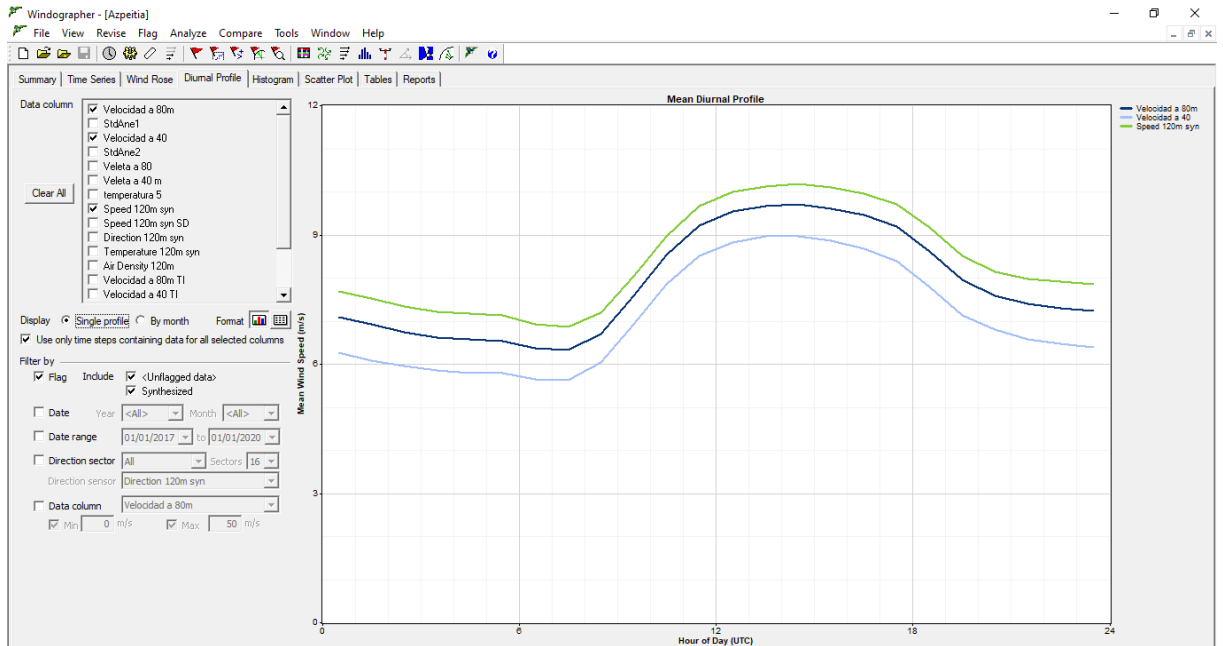


La rosa de vientos de energía nos indica la orientación que han de tener los aerogeneradores para aprovechar al máximo el recurso eólico disponible en el emplazamiento seleccionado. En este caso, la dirección predominante de energía es 30º Norte-Este. Habría que colocar los aerogeneradores en perpendicular a dicha dirección, sin embargo, como se verá no será posible esta distribución de los aerogeneradores por la presente orografía del terreno que no permite orientar de una manera 100 eficaz, aunque tampoco se aleja mucho de la posición teórica obtenida.

- Distribución direccional de frecuencia, velocidad, energía e intensidad de turbulencia para el nivel de 120 metros.

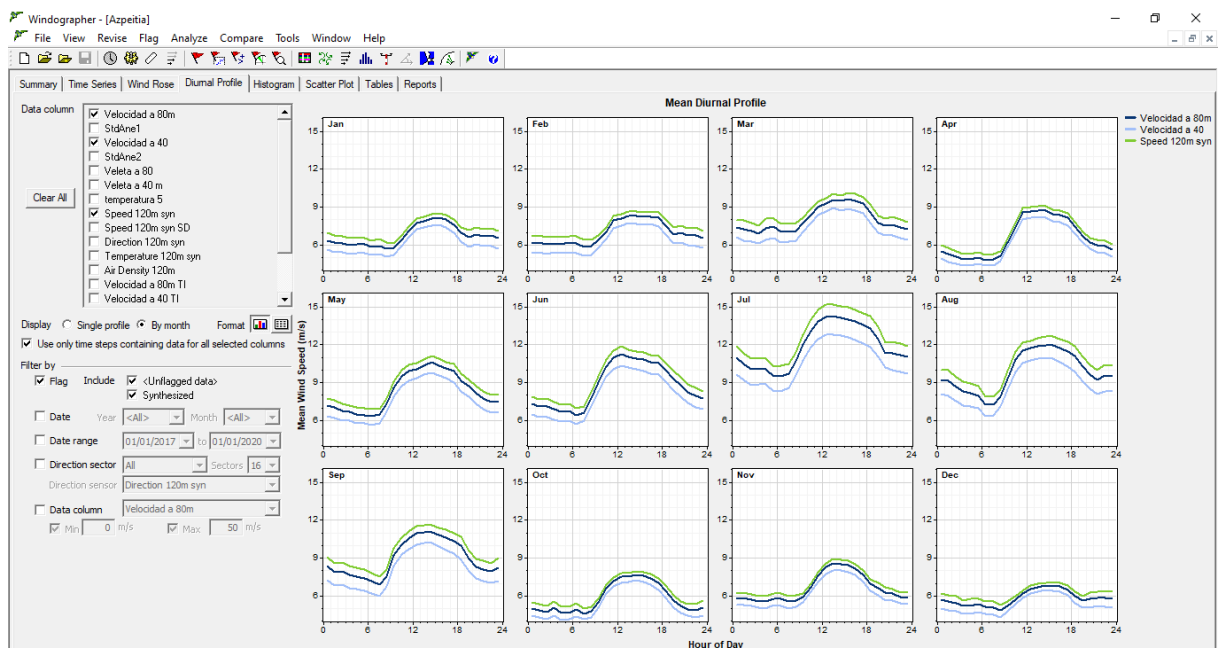


- Variación horaria de la velocidad del viento para el nivel de 120 metros.



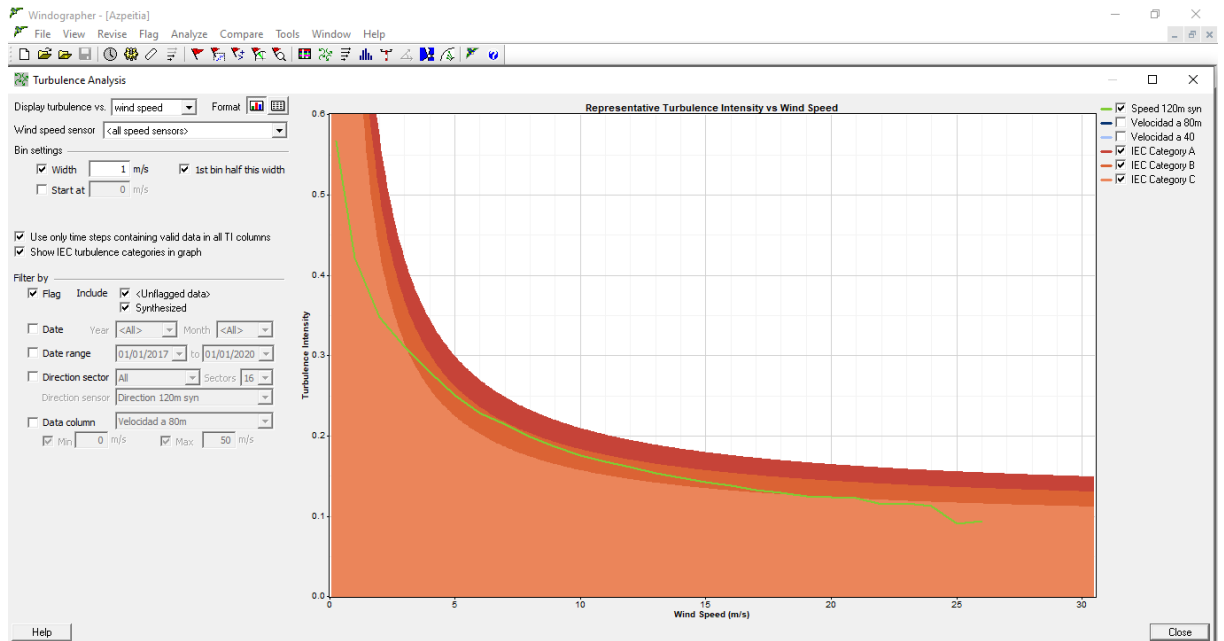
Se observa que la hora del día que más viento sopla es durante el mediodía de 12:00 a 18:00 de la tarde.

- Variación mensual de la velocidad del viento para el nivel de 120 metros durante el periodo de medición (gráfico y tabla).



- Análisis de turbulencia para el nivel de 120 metros: Gráfico y tabla que muestre la Intensidad Representativa de categorías de turbulencia según norma IEC61400 frente a la velocidad a 120

metros de altura.



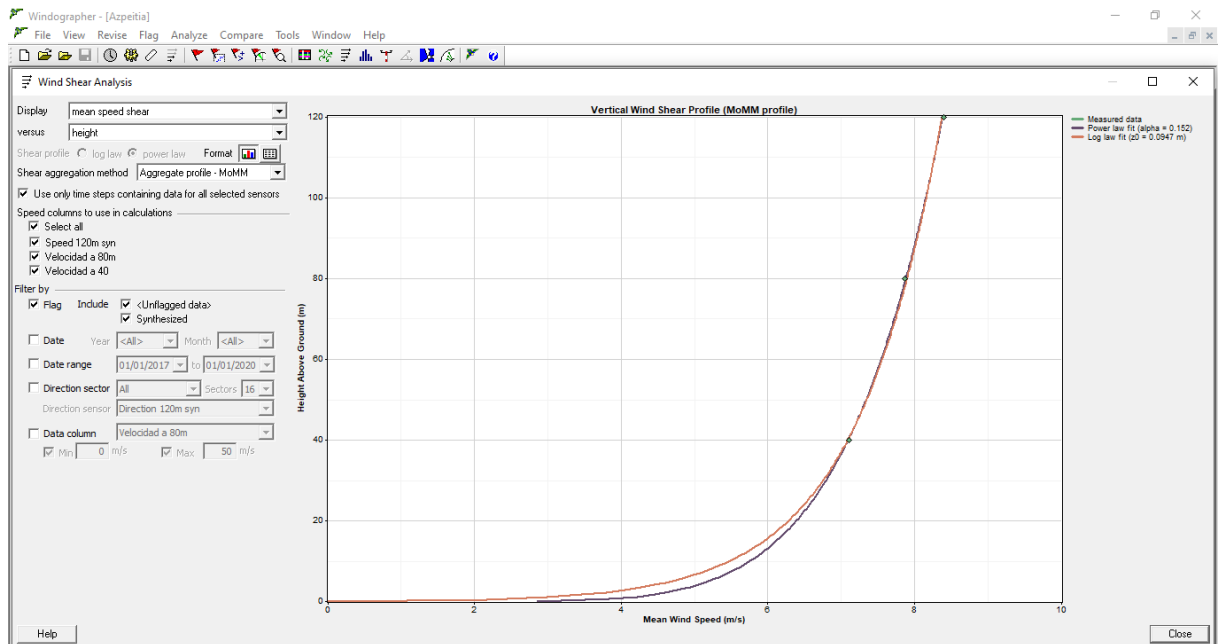
Esta gráfica muestra el perfil de intensidad de turbulencia bajo las tres categorías A, B y C de la norma IEC. Vemos que el caso que ocupa trabaja más en la zona de categoría B puesto que para el rango de velocidad nominal obtenido la intensidad de turbulencia está dentro de dicha categoría.

Para asegurar mejor lo mencionado anteriormente, se puede visualizar los datos en formato tabla y corroborar numéricamente y no visualmente lo que se ha obtenido de conclusión.

Bin	Bin Midpoint (m/s)	Bin Endpoints (m/s)		Data Points In Bin	Bin Frequency (%)	Speed 120m syn				Velocidad a 80m						
		Lower	Upper			Mean TI	Standard Deviation of TI	P70 of TI	Representative TI	Peak TI	Standard Error of Mean TI	Data Points In Bin	Bin Frequency (%)	Mean TI	Standard Deviation of TI	P70 of TI
1	0.3	0.0	0.5	507	0.32	0.38	0.15	0.46	0.57	0.76	0.0066	767	0.49	0.42	0.14	C
2	1.0	0.5	1.5	11,127	7.08	0.27	0.12	0.33	0.42	0.89	0.0012	11,825	7.52	0.27	0.13	C
3	2.0	1.5	2.5	13,198	8.39	0.21	0.11	0.27	0.35	0.91	0.0009	13,823	8.79	0.22	0.11	C
4	3.0	2.5	3.5	10,792	6.86	0.19	0.09	0.24	0.31	0.83	0.0009	11,323	7.20	0.20	0.10	C
5	4.0	3.5	4.5	10,129	6.44	0.17	0.08	0.22	0.28	0.67	0.0008	10,346	6.58	0.18	0.09	C
6	5.0	4.5	5.5	9,349	5.95	0.16	0.07	0.20	0.25	0.63	0.0007	9,643	6.13	0.17	0.07	C
7	6.0	5.5	6.5	8,942	5.69	0.15	0.06	0.18	0.23	0.62	0.0007	9,707	6.17	0.16	0.07	C
8	7.0	6.5	7.5	9,112	5.80	0.14	0.06	0.17	0.22	0.57	0.0006	9,737	6.19	0.15	0.06	C
9	8.0	7.5	8.5	9,276	5.90	0.14	0.05	0.16	0.20	0.53	0.0005	10,269	6.53	0.15	0.05	C
10	9.0	8.5	9.5	9,708	6.17	0.13	0.04	0.15	0.19	0.51	0.0004	10,567	6.73	0.14	0.04	C
11	10.0	9.5	10.5	9,547	6.07	0.13	0.04	0.15	0.18	0.41	0.0004	10,455	6.67	0.14	0.04	C
12	11.0	10.5	11.5	9,458	6.02	0.13	0.03	0.14	0.17	0.38	0.0003	9,796	6.23	0.13	0.03	C
13	12.0	11.5	12.5	8,881	5.65	0.12	0.03	0.14	0.16	0.45	0.0003	9,150	5.82	0.13	0.03	C
14	13.0	12.5	13.5	8,053	5.12	0.12	0.03	0.13	0.15	0.30	0.0003	7,785	4.95	0.13	0.03	C
15	14.0	13.5	14.5	7,020	4.46	0.11	0.03	0.13	0.15	0.36	0.0003	6,634	4.22	0.12	0.03	C
16	15.0	14.5	15.5	6,059	3.85	0.11	0.02	0.12	0.14	0.26	0.0003	5,124	3.26	0.12	0.03	C
17	16.0	15.5	16.5	4,876	3.10	0.11	0.02	0.12	0.14	0.26	0.0003	3,809	2.42	0.11	0.03	C
18	17.0	16.5	17.5	3,730	2.37	0.10	0.02	0.12	0.13	0.26	0.0004	2,767	1.76	0.11	0.02	C
19	18.0	17.5	18.5	2,834	1.80	0.10	0.02	0.11	0.13	0.26	0.0004	1,815	1.15	0.11	0.02	C
20	19.0	18.5	19.5	1,993	1.27	0.10	0.02	0.11	0.13	0.27	0.0005	1,009	0.64	0.11	0.02	C
21	20.0	19.5	20.5	1,330	0.85	0.10	0.02	0.11	0.12	0.21	0.0006	495	0.31	0.10	0.02	C
22	21.0	20.5	21.5	698	0.44	0.10	0.02	0.11	0.12	0.21	0.0008	196	0.12	0.10	0.03	C
23	22.0	21.5	22.5	395	0.23	0.09	0.02	0.10	0.12	0.19	0.0011	79	0.05	0.09	0.02	C
24	23.0	22.5	23.5	198	0.10	0.09	0.02	0.10	0.12	0.18	0.0018	35	0.02	0.09	0.02	C
25	24.0	23.5	24.5	63	0.04	0.08	0.02	0.10	0.11	0.14	0.0028	7	0.00	0.08	0.02	C
26	25.0	24.5	25.5	25	0.02	0.07	0.01	0.08	0.09	0.10	0.0024	0	0.00	0.08	0.02	C
27	26.0	25.5	26.5	6	0.00	0.07	0.02	0.08	0.09	0.10	0.0090	0	0.00	0.08	0.02	C
28	27.0	26.5	27.5	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0	0.00	0.00	0.00	C
29	28.0	27.5	28.5	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0	0.00	0.00	0.00	C

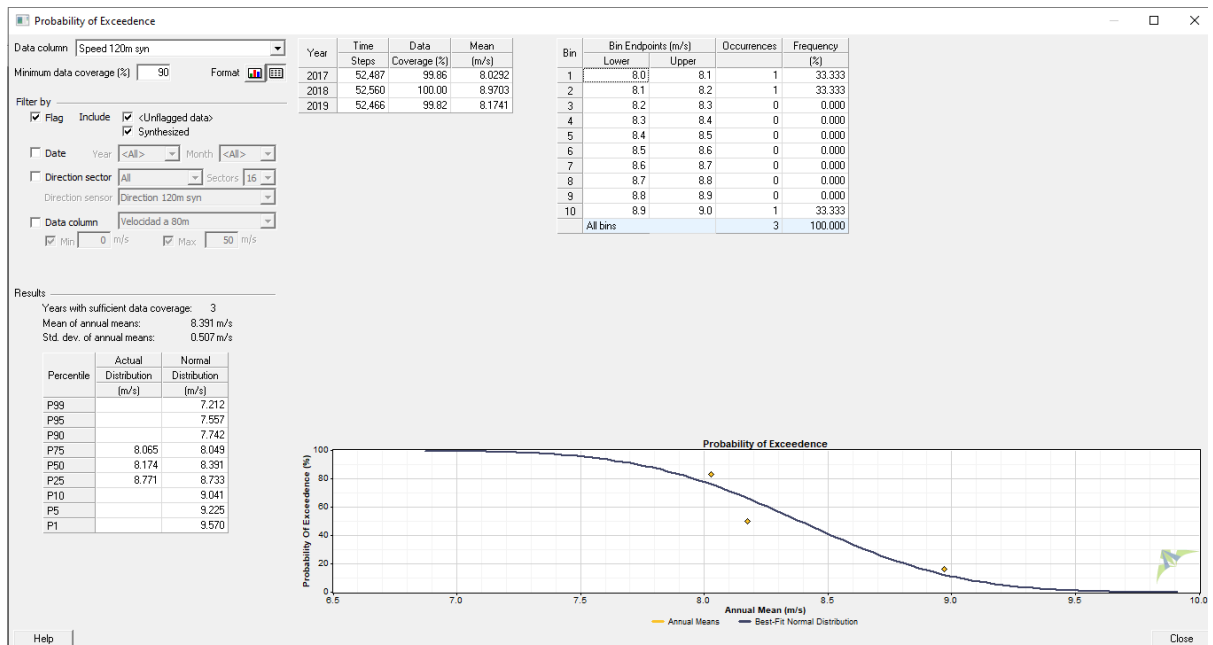
Esta es la tabla y vemos que para la velocidad de 15 m/s y alrededores, se mueve en un intervalo dentro de la categoría B.

- Ley de Variación de la velocidad del viento con la altura (potencial y logarítmica).



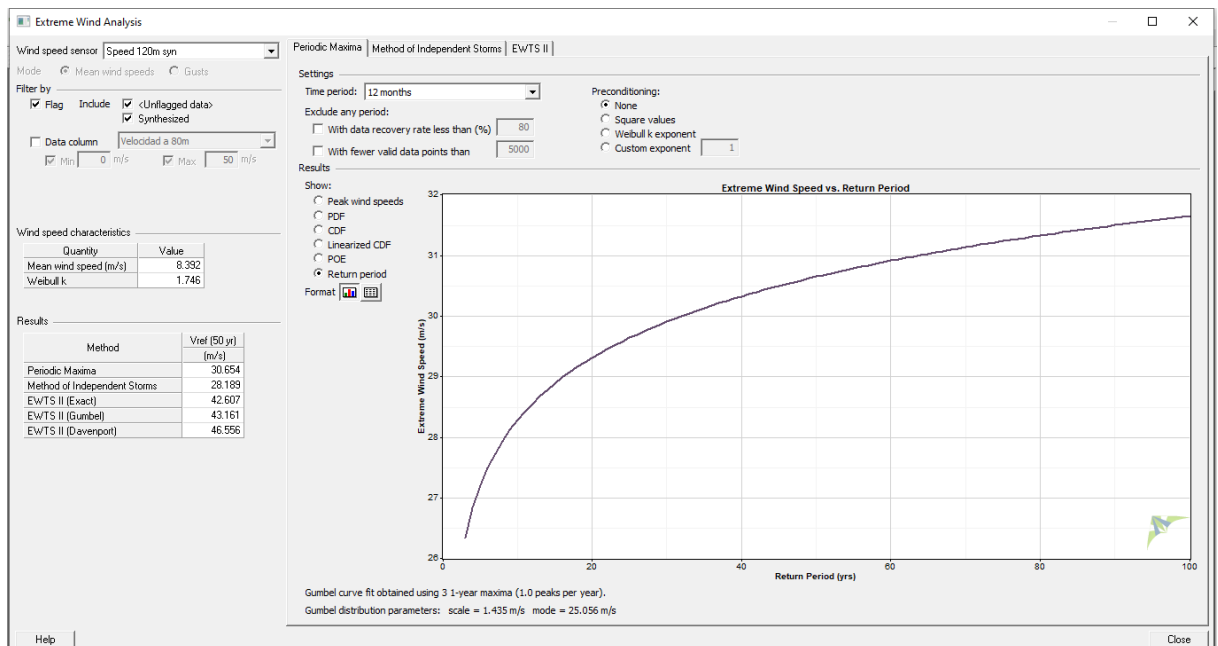
Se observa una pequeña diferencia sobre todo a valores bajos de altura entre las dos leyes debido a que una es una ley teórica y semiempírica (logarítmica) y la otra solamente empírica (potencial)

- Gráfico de probabilidad de excedencia junto con la tabla de los percentiles.



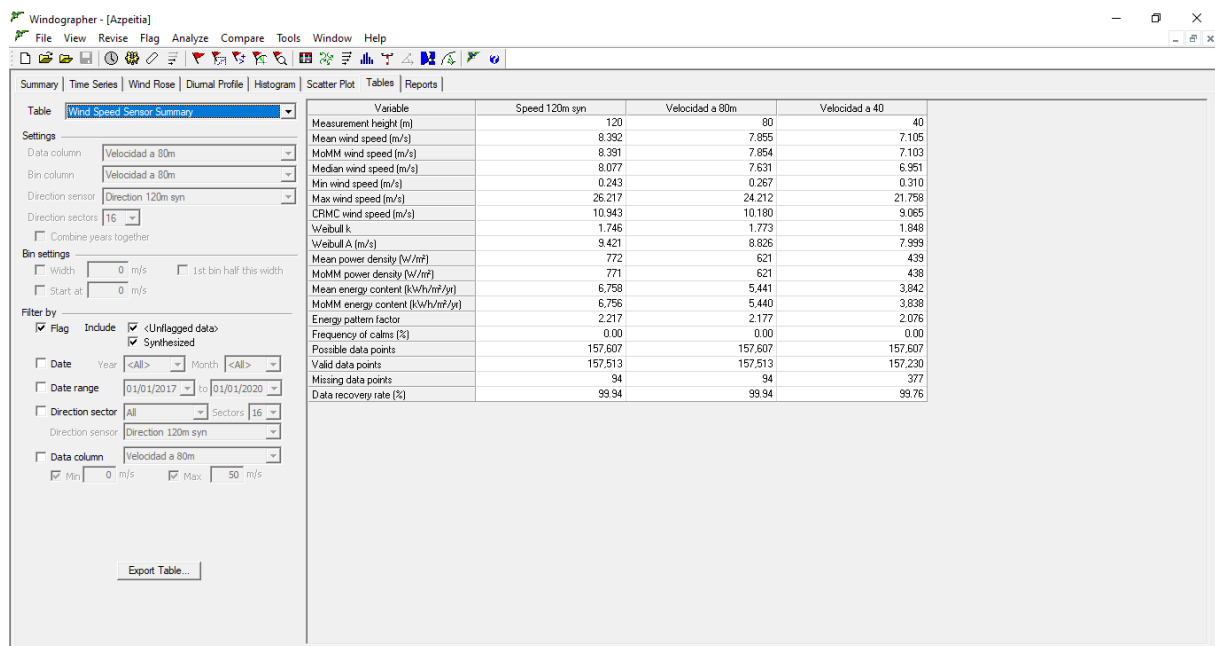
En esta gráfica se puede visualizar la probabilidad que tiene el viento de superar un valor de la velocidad a lo largo del año. Por ejemplo, la probabilidad de que supere la velocidad de 8 m/s es del 80%, lo cual es un dato interesante para saber si estaremos trabajando alrededor de la velocidad nominal o no. También aparecen los diferentes percentiles en la tabla de la izquierda.

- Análisis de Vientos Extremos a 120 m: velocidad de referencia a 50 años de acuerdo al método Periódico Máximo.



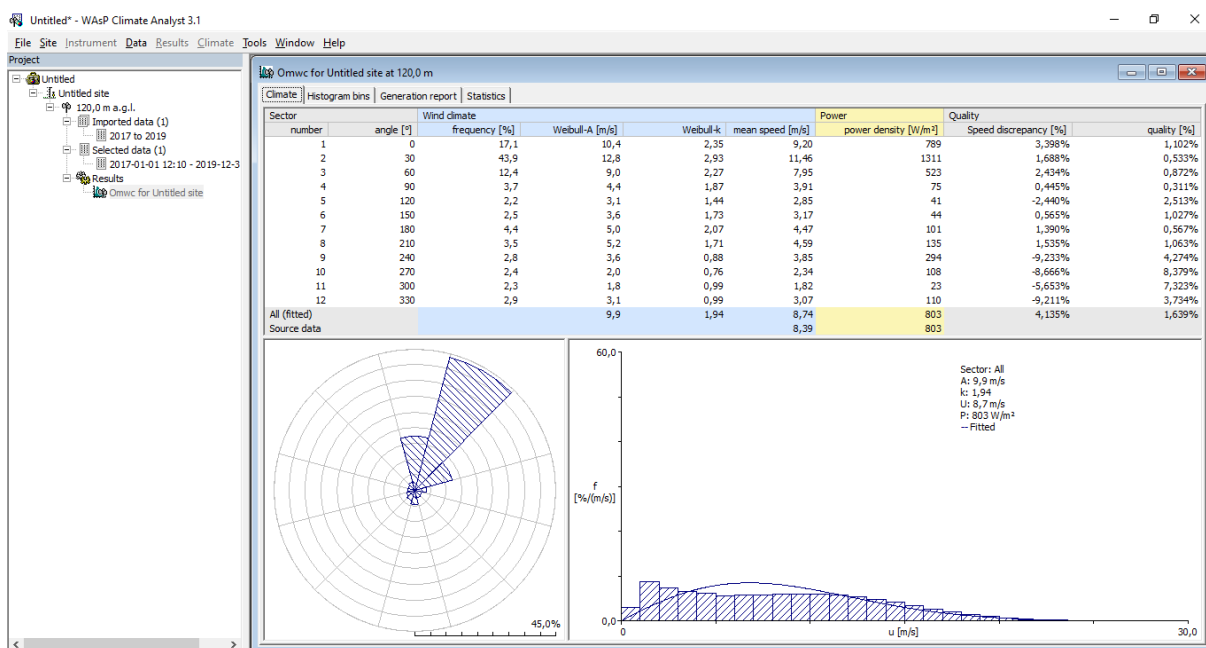
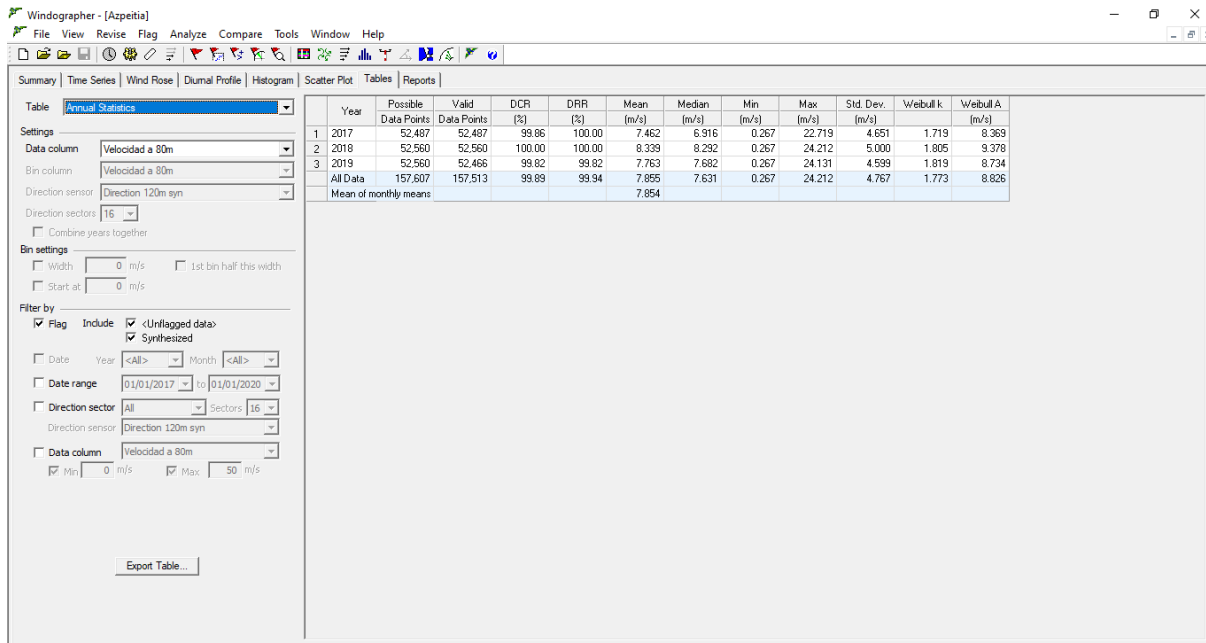
En esta gráfica se puede observar la evolución de los vientos extremos con el paso de los años. Como era de esperar, la probabilidad de obtener un viento más extremo aumenta conforme aumenta el rango de tiempo disponible para que suceda. A la izquierda se puede observar una tabla con la velocidad de referencia a 50 años para las diferentes variables.

Se puede observar por ejemplo, la velocidad máxima a 120 m que se presentaría para 25 años, de acuerdo al método anterior mencionado es de aproximadamente 29,6 m/s



MoMM significa velocidad media mensual. Sirve para saber si el valor de la velocidad media (justo arriba) ha sido influenciado o no por el periodo estacional. Puede ocurrir si no coges los datos dentro

de un año entero, por ejemplo, un año y 2 meses y esos dos meses resultan ser de invierno (más viento), esto modifica el valor de la velocidad media anual del año anterior.



En esta sección te dan la velocidad media anual (8.392 m/s) y el parámetro de Weibull $k = 1.746$, así como algunos valores a modo de resumen para informe.

Estimación de la Energía Eléctrica para las 3 opciones de aerogeneradores a estudiar:

1. Energía eléctrica producida (bruta y neta y efecto estela) para cada posición de aerogenerador de cada tecnología considerada y para la totalidad del parque eólico.
2. Escenario de pérdidas considerado (eléctricas, disponibilidad de operación y

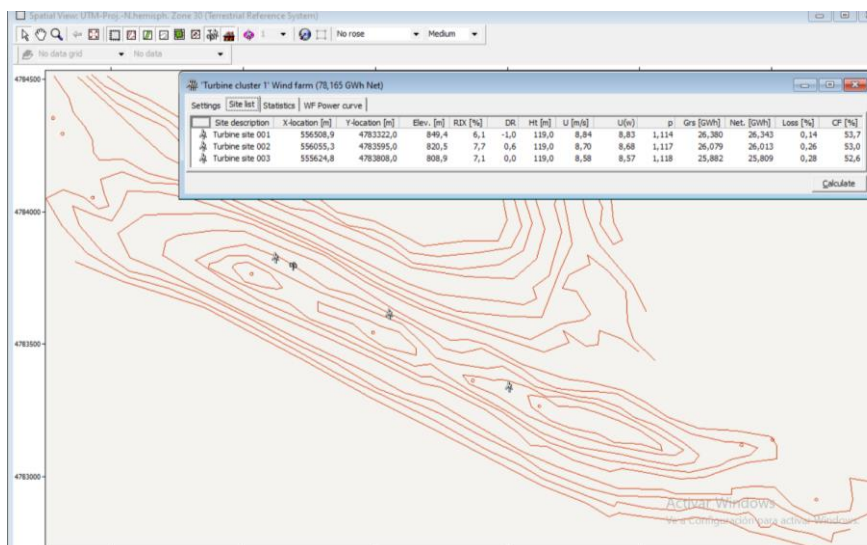
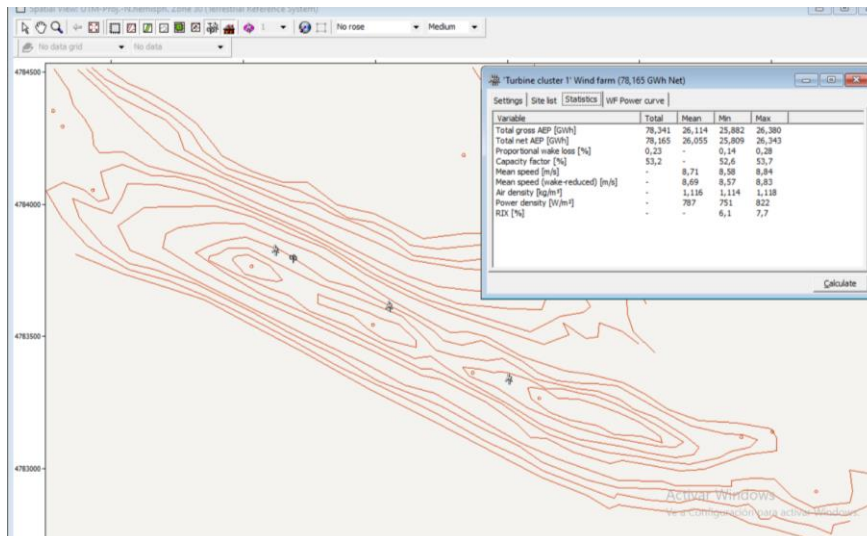
- mantenimiento, incumplimiento de curva de potencia, otras,)

3. Energía eléctrica a la red de cada tecnología eólica.

1.

VESTAS

Resultados obtenidos sin aplicar rugosidad al terreno y ajuste del modelo Wasp:



- Producción bruta (es la producción libre de estela): 78,341 GWh/año
- Producción Neta (es la producción que considera el efecto estela): 78,165 GWh/año
- Pérdidas por efecto estela = 0,23 %
- Potencia nominal del parque es de 3 x 5.6 MW = 16,8 MW

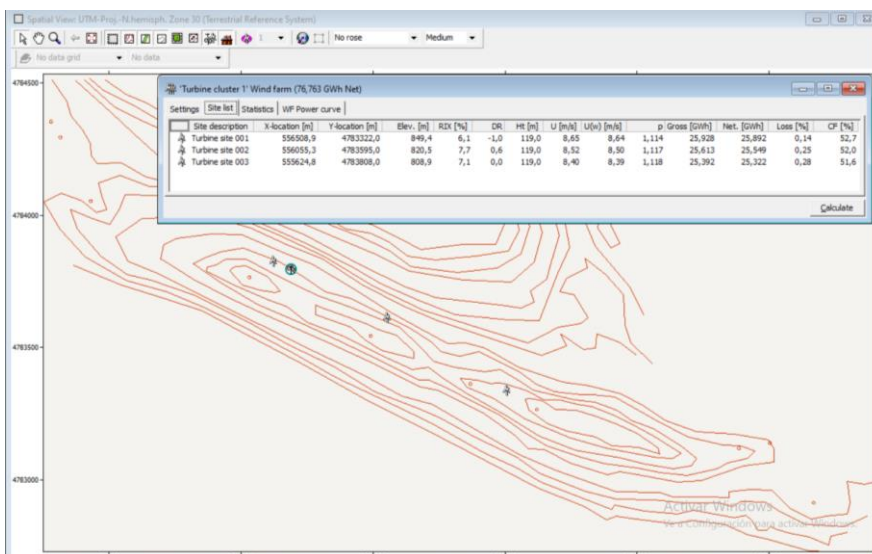
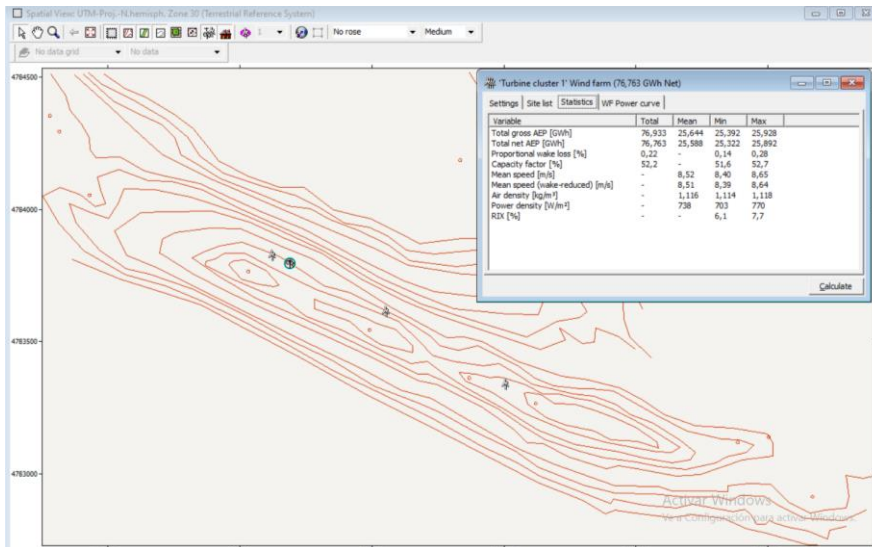
Se puede calcular...

- HE = Nº horas equivalentes netas = 78,165 / 16,8 = 4.652,67 horas
- Factor de capacidad (%) = (4.652,67/(365x24)) = 53,11 %

Resultados obtenidos aplicando el ajuste del modelo de Wasp:

Factor de corrección:

- $U(\text{wasp}) = 8.58 \text{ m/s}$
- $U(\text{windographer}) = 8.392 \text{ m/s}$
- $FC = 8.58 - 8.392 / 8.58 = 2.19 \%$

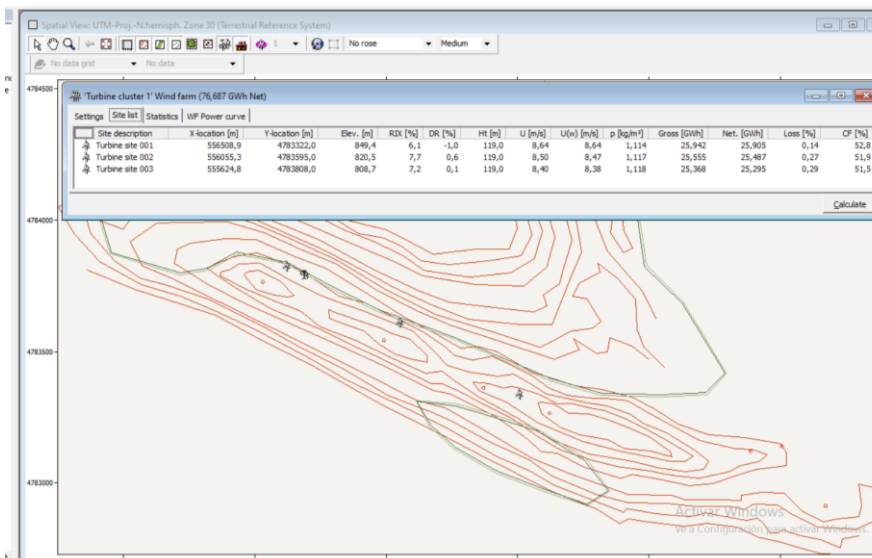
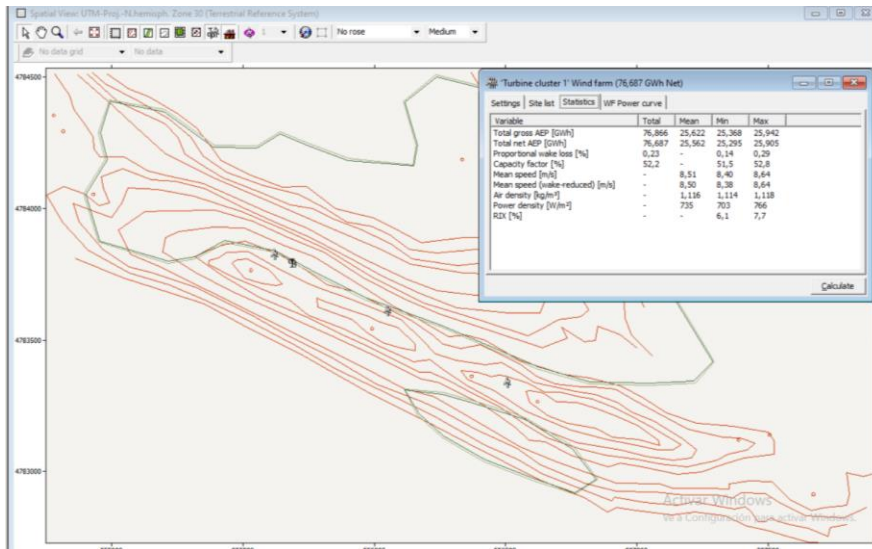


- Producción bruta (es la producción libre de estela): 76,933 GWh/año
- Producción Neta (es la producción que considera el efecto estela): 76,763 GWh/año
- Pérdidas por efecto estela = 0,22 %
- Potencia nominal del parque es de $3 \times 5.6 \text{ MW} = 16,8 \text{ MW}$

Se puede calcular...

- $HE = \text{N}^\circ \text{ horas equivalentes netas} = 76,763 / 16,8 = 4.569,23 \text{ horas}$
- $\text{Factor de capacidad (\%)} = (4.569,23) / (365 \times 24) = 52,16 \%$

Resultados obtenidos aplicando rugosidad al terreno y ajuste del modelo Wasp:



- Producción bruta (es la producción libre de estela): 76,866 GWh/año
- Producción Neta (es la producción que considera el efecto estela): 76,687 GWh/año
- Pérdidas por efecto estela = 0,23 %
- Potencia nominal del parque es de 3 x 5.6 MW = 16,8 MW

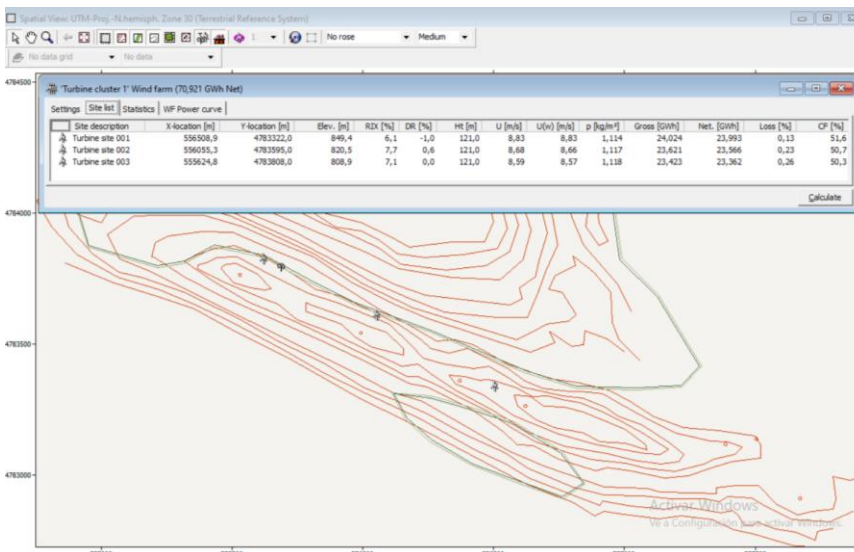
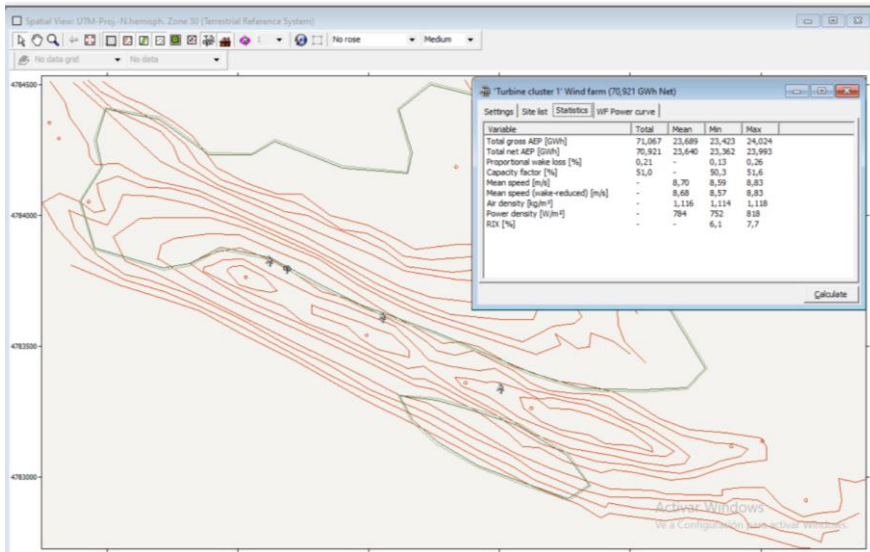
Se puede calcular...

- HE = Nº horas equivalentes netas = 76,687 / 16,8 = 4.564,70 horas
- Factor de capacidad (%) = (4.564,70) / (365x24) = 52,11 %

GENERAL ELECTRIC

A partir de ahora se aplica la rugosidad del terreno directamente a todos los resultados.

Resultados obtenidos sin aplicar el ajuste del modelo Wasp :



- Producción bruta (es la producción libre de estela): 71,067 GWh/año
- Producción Neta (es la producción que considera el efecto estela): 70,921 GWh/año
- Pérdidas por efecto estela = 0,21 %
- Potencia nominal del parque es de 3 x 5.3 MW = 15,9 MW

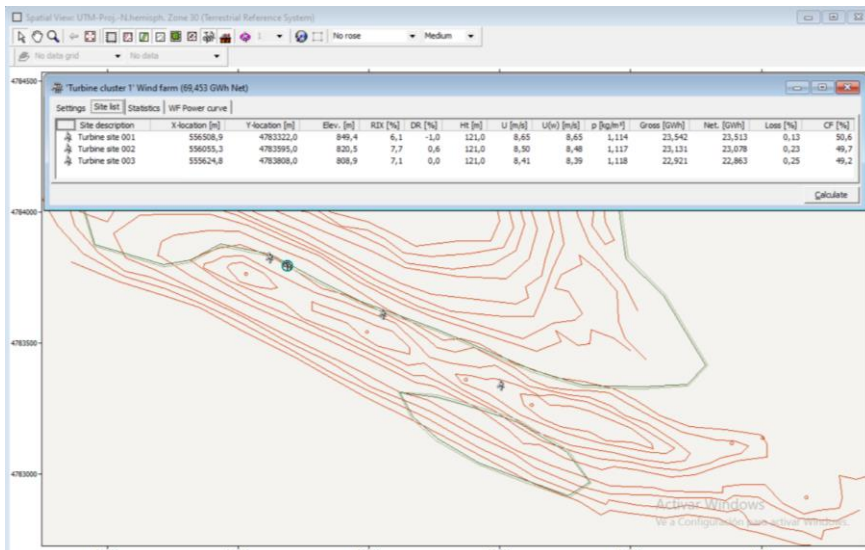
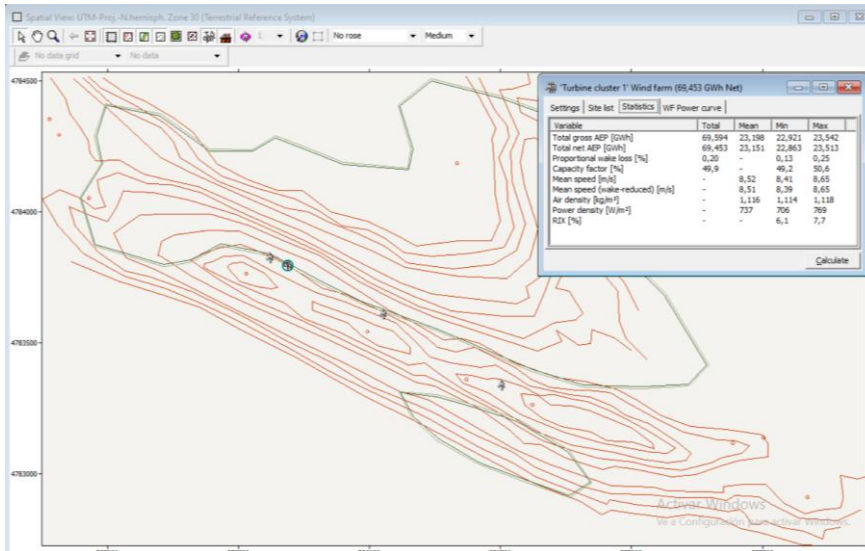
Se puede calcular...

- HE = Nº horas equivalentes netas = $70,921 / 16,8 = 4.221,49$ horas
- FC (%) = $(4.221,49) / (365 \times 24) = 48,19$ %

Resultados obtenidos aplicando ajuste del modelo Wasp:

Factor de corrección:

- $U(\text{wasp}) = 8.57 \text{ m/s}$
- $U(\text{windographer}) = 8.392 \text{ m/s}$
- $FC = 8.57 - 8.392 / 8.57 = 2.08 \%$



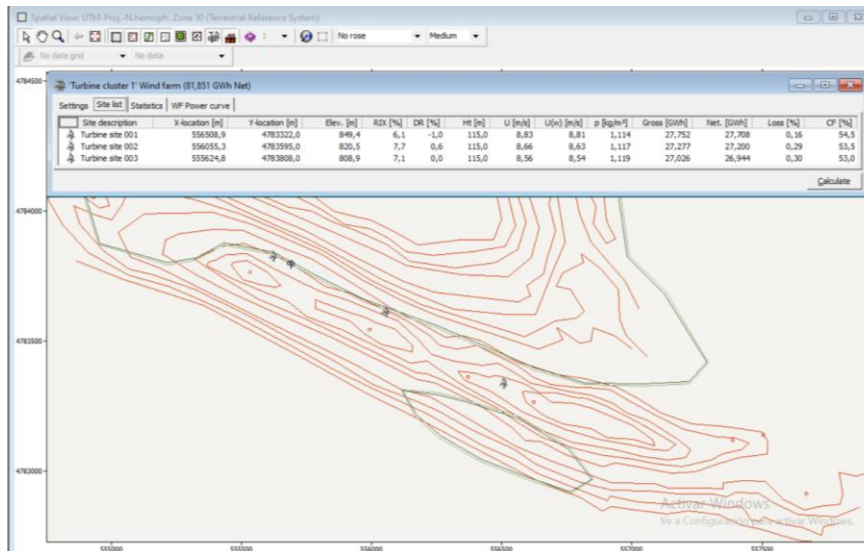
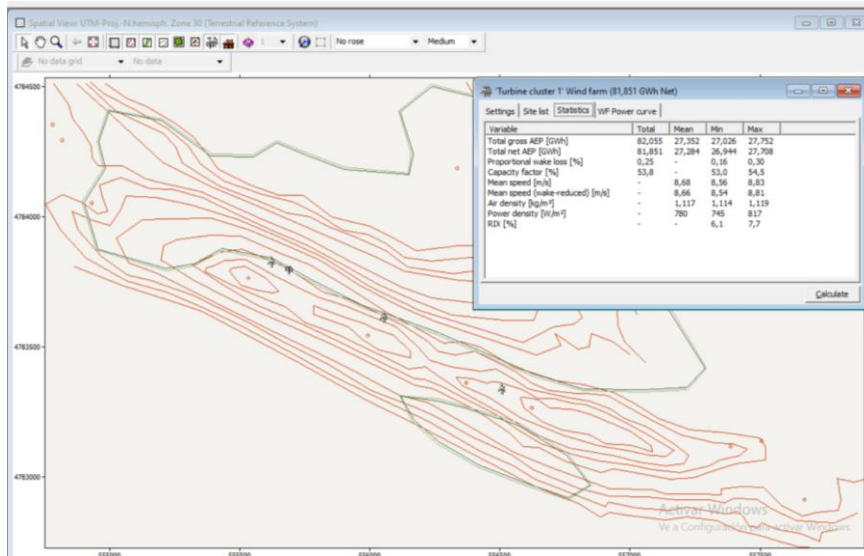
- Producción bruta (es la producción libre de estela): 69,594 GWh/año
- Producción Neta (es la producción que considera el efecto estela): 69,453 GWh/año
- Pérdidas por efecto estela = 0,2 %
- Potencia nominal del parque es de $3 \times 5.3 \text{ MW} = 15,9 \text{ MW}$

Se puede calcular...

- $HE = N^{\circ} \text{ horas equivalentes netas} = 69,453 / 16,8 = 4.134,11 \text{ horas}$
- $FC (\%) = (4.134,11) / (365 \times 24) = 47,19 \%$

SIEMENS GAMESA

Resultados obtenidos sin aplicar ajuste del modelo Wasp:



- Producción bruta (es la producción libre de estela): 82,085 GWh/año
- Producción Neta (es la producción que considera el efecto estela): 81,851 GWh/año
- Pérdidas por efecto estela = 0,25 %
- Potencia nominal del parque es de 3 x 6 MW = 18 MW

Se puede calcular...

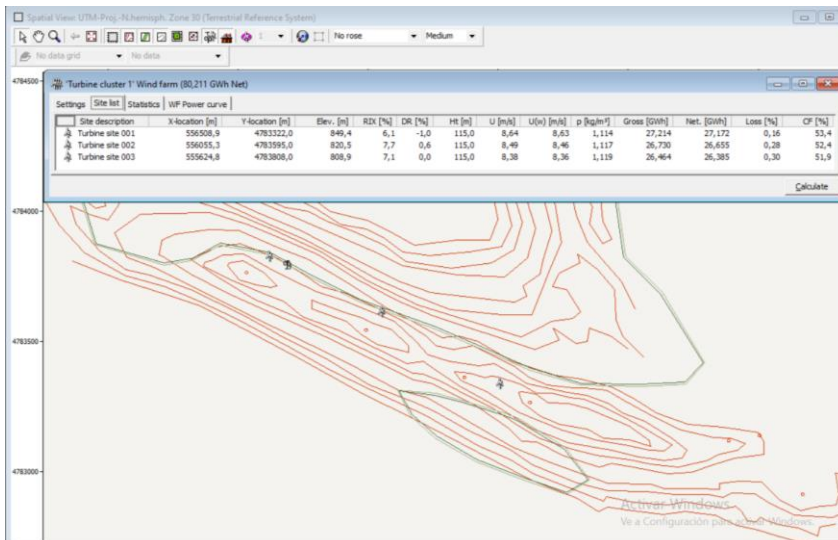
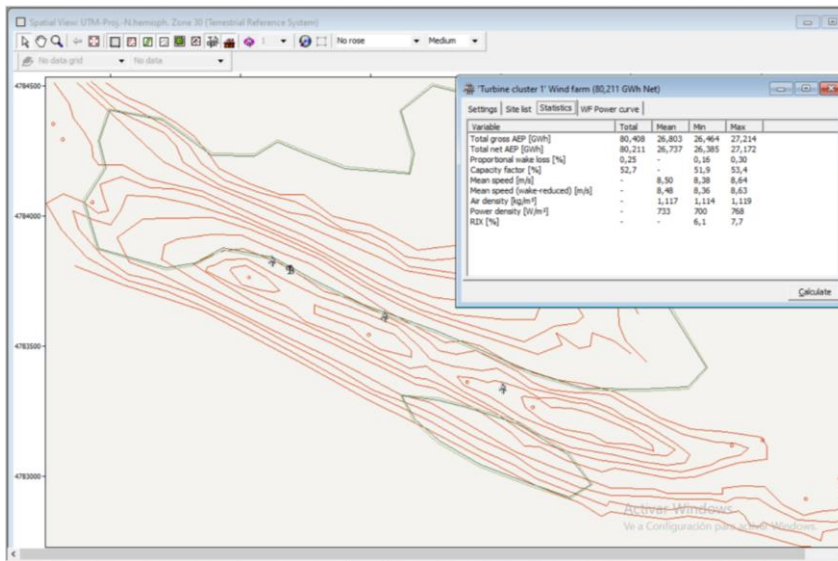
- HE = Nº horas equivalentes netas = 81,851 / 18 = 4.547,28 horas
- FC capacidad (%) = (4.547,28) / (365x24) = 51,92 %

Resultados obtenidos aplicando ajuste del modelo Wasp:

Factor de corrección:

- U(wasp) = 8.57 m/s
- U(windographer) = 8.392 m/s

- $FC = 8.57 - 8.392 / 8.57 = 2.09 \%$



- Producción bruta (es la producción libre de estela): 80,408 GWh/año
- Producción Neta (es la producción que considera el efecto estela): 80,211 GWh/año
- Pérdidas por efecto estela = 0,25 %
- Potencia nominal del parque es de 3 x 6 MW = 18 MW

Se puede calcular...

- HE = Nº horas equivalentes netas = $80,211 / 18 = 4.456,17$ horas
- FC (%) = $(4.456,17) / (365 \times 24) = 50,87 \%$

Se comprueba que el mejor aerogenerador en términos energéticos para el emplazamiento seleccionado es el de Siemens Gamesa SG170.

3. Diseño Red MT

4.1 Hipótesis

1. La zanja se rellena con arena fina de río.
2. La temperatura del terreno es 20°C.
3. Temperatura servicio permanente de 90°C.

4.2 Procedimiento

En un parque eólico las instalaciones eléctricas principales son las siguientes:

- Instalación de BT aerogenerador.
- Centros de transformación de los aerogeneradores BT/MT.
- Red subterránea de cables canalizados en zanja: tierra, media tensión y fibra óptica.
- Subestación eléctrica MT/AT que incluye el transformador de potencia.
- Línea eléctrica aérea de evacuación de la energía.

La instalación de BT es la que conecta el generador con el transformador de BT/MT. Se procurará que esta instalación sea lo más corta posible para reducir al máximo las pérdidas debidas por efecto Joule.

Centro de transformación BT/MT.

Hasta hace poco el centro de transformación se situaba dentro o fuera de la torre del aerogenerador. La opción más utilizada es dentro por menor impacto visual y medio ambiental y menos pérdidas eléctricas en BT al tener menos recorrido los cables de BT. El centro está formado por el transformador BT/MT y las cabinas/celdas. A medida que aumenta el tamaño en potencia del aerogenerador los fabricantes de aerogeneradores incorporan el transformador de BT/MT como parte del suministro de la máquina y se localiza arriba en la góndola/nacelle. Esta opción es la más frecuente actualmente para la tecnología moderna de aerogeneradores, sobre todo los de mayor potencia del orden de megavatios.

Transformador baja tensión/media tensión.

Son trifásicos, de dos arrollamientos, para montaje interior y servicio continuo a plena carga. Capaces de soportar sin daño todos los esfuerzos térmicos y dinámicos originados por las corrientes de cortocircuito presentes en la instalación. Soportarán los esfuerzos y solicitaciones debidas al transporte y al montaje.

La potencia del transformador (en VA) viene dada por la potencia del generador eléctrico del aerogenerador (P en W) y del factor de potencia ($\cos \theta$), tal que:

$$S = \frac{P}{\cos \theta}$$

En el caso a estudio, se trata de un transformador de aproximadamente 6.500 kVA (ver apartado de "cálculos"). Los transformadores pueden ser de tipo seco (refrigerante aire) y de dieléctrico o refrigerante líquido (normalmente aceite). Mayoritariamente se utilizan los de tipo seco.

Celdas/cabinas de media tensión.

Se conectan al transformador y su función es aislar o proteger el transformador y la línea de generación en el caso de que haya algún problema en algún equipo situado aguas abajo del transformador. Se diseñan para soportar la intensidad nominal y la de cortocircuito de media tensión. Celdas típicas las de distribución secundaria. La tensión nominal será la normalizada local y el valor eficaz de la intensidad de cortocircuito el normalizado superior al valor obtenido del cálculo de cortocircuito.

Se pueden utilizar celdas modulares o compactas. Las modulares son más caras, pero presentan ventajas en la operación y mantenimiento ya que en caso de avería de una posición de la celda no es necesario sustituir todo el conjunto. Aislamiento en SF6 que permite reducción de espacio respecto a las de aislamiento al aire.

El esquema de conexión en media tensión depende de su posición en la red interna del parque eólico o línea de generación. Tres posiciones distintas:

- Posición inicial de línea de generación: se utiliza el tipo de celda OL + 1P (el OL significa que hay una celda de remonte o salida de línea y el 1P que hay una celda de protección del transformador).
- Posición intermedia entre dos aerogeneradores de una línea de generación: OL + 1L + 1P (1L significa que hay una celda de entrada de línea).
- Posición intermedia entre más de dos aerogeneradores de una línea de generación: OL + 2L + 1P.

Para potencias superiores a 2MW se utiliza un interruptor automático en lugar de un seccionador con ruptofusible y entonces la celda de protección del transformador se denomina "1V".

Conductores de media tensión

Elección de la tensión nominal

La tensión nominal del cable se obtiene de la norma de obligado cumplimiento local, en el caso de España RD 223/2008, Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT-01 a 09. La instrucción técnica complementaria que hace referencia a las líneas subterráneas con cables aislados es ITC-LAT-06 o en su caso la norma IEC 60502.

Se considerará cuál es la tensión más elevada de la red U_m , tensión máxima que puede ser sometido el cable durante un período largo, excluyendo los regímenes transitorios. Después, se determina cuál es la categoría de la red.

Los cables serán aislados, de tensión asignada superior a 1 kV con régimen de funcionamiento para corriente alterna trifásica de 50 Hz de frecuencia.

Categoría de las Redes eléctricas.

Existen tres categorías:

- Categoría A: comprende aquellos sistemas en los que el conductor de cualquier fase que puede entrar en contacto con tierra, o con un conductor de tierra, es desconectado del sistema en un tiempo inferior a 1 minuto.
- Categoría B: comprende las redes que en caso de defecto de aislamiento solo funcionan con una fase a tierra durante un tiempo limitado (suele ser una hora y para los cables que vamos a estudiar no debe superar las 8 horas).
- Categoría C: comprende las redes que no están en la categoría A o B.

Elementos constructivos de un cable de media tensión.

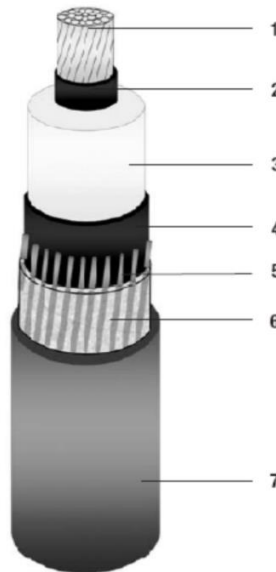


Figura 58. Partes de un conductor de media tensión.

1. Conductor: está constituido por cuerdas redondas compactas de cobre recocido o de aluminio.
2. Capa semiconductora interna, tiene como función confinar el campo eléctrico en el interior de aislamiento evitando que se ionice el aire que hay entre los hilos de la periferia del conductor cuando el cable está energizado.
3. Aislamiento: material de alta rigidez dieléctrica que soporta el campo eléctrico necesario para la transmisión de la energía eléctrica. Se utilizan como materiales: etileno-popileno de alto gradiente (HEPR) o polietileno reticulado (XLPE) por presentar buena Resistencia al envejecimiento térmico, elevada resistencia a agentes químicos, robustez mecánica.
4. Capa semiconductora externa: material de características químicas semejantes a la del aislamiento, pero de baja resistencia eléctrica.
5. Pantalla metálica: con su conexión a tierra en los extremos de la línea confina en el interior del cable el campo eléctrico evitando tensiones peligrosas en el exterior. Está formada por hilos de cobre dispuestos uniformemente con una cinta que los cortocircuita helicoidalmente para asegurar que tanto las corrientes inductivas como las de eventuales defectos monofásicos circulen por toda la sección efectiva de la pantalla.
6. Protección longitudinal al agua: constituida por unas Cintas que, colocadas bajo la cubierta exterior en el caso de rotura y penetración de agua, se hincharían impidiendo la propagación longitudinal del agua.
7. Cubierta exterior: constituida por materiales termoplásticos por ejemplo PVC.

Criterios para la determinación de la sección del cable.

Se precisa realizar un cálculo en base a las siguientes consideraciones:

- Intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado.
- Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente.
- Caídas de tensión.

De manera general en MT las caídas de tensión son muy bajas (despreciables).

- Intensidad en servicio permanente

$$I = \frac{P}{V \cos \varphi \sqrt{3}}$$

La intensidad debe ser mayorada según Reglamento de Líneas de Alta Tensión (ITC-06).

- Intensidad de cortocircuito

$$I\sqrt{t} = KS$$

En la hipótesis de que los conductores se hallaran inicialmente a la temperatura máxima de régimen y alcancen al final del cortocircuito la admisible. En tal caso, el valor de k es de 142 y 93, según se trate de cables con conductores de cobre o de aluminio respectivamente.

- Caída de tensión

$$\Delta U = \sqrt{3}I(R \cos \varphi + X \sin \varphi)L$$

Una vez elegido el cable en función de los criterios descritos anteriormente y con el fin de disminuir las pérdidas de potencia, se puede elevar la sección.

- Pérdidas de potencia

$$\Delta P = 3RLI^2$$

La denominación de un cable es conforme a las normas UNE211213

Tendido de cable de MT en zanja

El tendido de conductores en zanja se hace conforme a la normativa vigente. La anchura y profundidad de la zanja así como el número de conductores que lleva incorporados depende del diseño de la línea de generación del proyecto.

Cables de Red de Tierras

Con esto se busca una mayor seguridad de las personas, mayor protección de la instalación y compatibilidad electromagnética. El cálculo de la malla enterrada se realizará de acuerdo a las recomendaciones de la normativa local o en su defecto de la norma IEEE-80

El cable de red de tierras se aloja en las zanjas y en las excavaciones de las cimentaciones de los aerogeneradores. Se debe instalar un elemento de seccionamiento en la puesta a tierra de cada aerogenerador, con el fin de poder medir la resistencia de puesta a tierra independiente del resto de la instalación.

El cable es de cobre desnudo convenientemente dimensionado para soportar las máximas corrientes de falta a tierra. Todas las uniones y derivaciones realizadas en este cable se realizarán mediante soldadura aluminotérmicas. Las secciones típicas son 50 y 95 mm².

La red de tierra de un aerogenerador suele estar formada por varios anillos concéntricos de cable de cobre complementarios con picas y electrodos.

Esquema unifilar de media tensión del parque eólico.

Se van uniendo eléctricamente aerogeneradores para crear las líneas de generación/circuitos o red de media tensión mediante las correspondientes cabinas de entrada y salida de línea.

Las líneas de generación se conectan al embarrado o barras de media tensión de la subestación a través de sus celdas de media tensión que están formadas básicamente por un interruptor automático y un seccionador.

En el embarrado de media tensión también se conecta la celda de media tensión de protección del transformador de potencia que contiene igualmente un interruptor automático y un seccionador.

4.1 Cálculos

- La intensidad que aporta cada aerogenerador en 30 kV.

➤ Datos de partida:

- Potencia nominal del aerogenerador: $P = 6.000 \text{ kW}$
- Factor de potencia: $\cos\varphi = 0.9$
- Tensión de red media tensión: $V = 30 \text{ kV}$

➤ Ecuación de intensidad en servicio permanente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cos\varphi V} = \frac{6.000}{\sqrt{3} * 0.9 * 30} = 128,3 \text{ A}$$

$$S (\text{Potencia del transformador}) = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{6.000}{0.9} = 6.666,67 \text{ kVA}$$

- Determinar el número de líneas de generación de forma que en la medida que sea posible puedan estar equilibrada en cuanto a la intensidad que circula por ellas.

Se va a analizar dos posibles soluciones y se escogerá aquella que presente un menor costo en kg de cable de aluminio/cobre.

Solución A

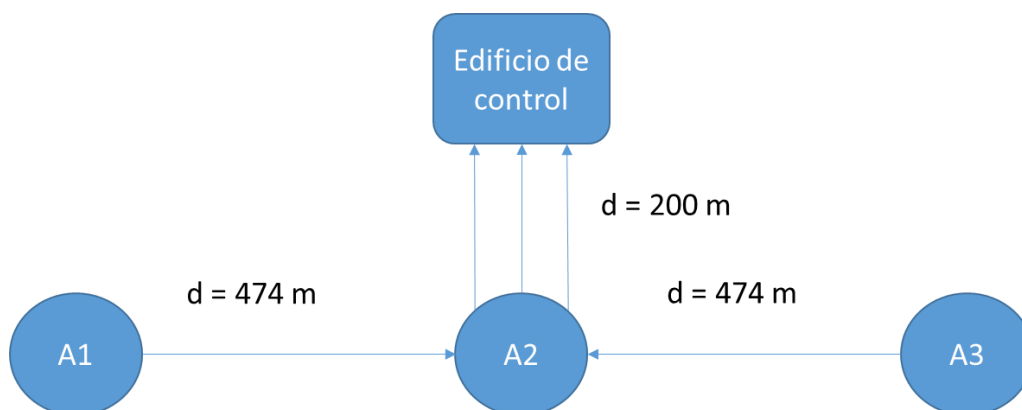


Figura 59. Distancias aerogeneradores, solución A diseño red MT.

Esta solución reduce la intensidad máxima en servicio permanente de la red de media tensión, pero aumenta la longitud total del cable. 3 líneas de generación, una para cada aerogenerador.

- Línea de generación A.
- Aerogeneradores: A1

- Recorrido: A1-E
- Longitud: 674 m
- Línea de generación B.
 - Aerogeneradores: A2
 - Recorrido: A2-E
 - Longitud: 200 m
- Línea de generación C.
 - Aerogeneradores: A3
 - Recorrido: A3-E
 - Longitud: 674 m

Solución B

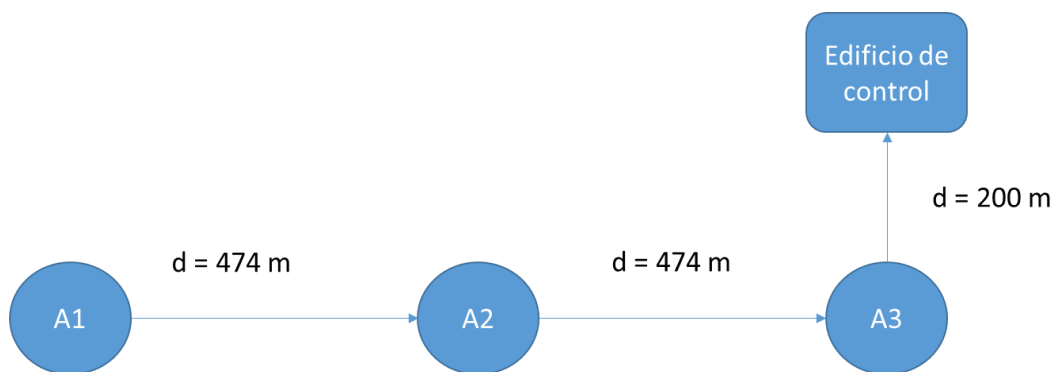


Figura 60. Distancias aerogeneradores, solución B diseño red MT.

Esta solución es todo lo contrario a la anterior. Mayor intensidad máxima de red MT y menor longitud total de cable. 1 línea de generación que recoge a los 3 aerogeneradores.

- Línea de generación A.
 - Aerogeneradores: A1, A2, A3
 - Recorrido: A1-A2-A3-E
 - Longitud: 1148 m
- Determinar la intensidad que circula por cada línea de generación.

Solución A

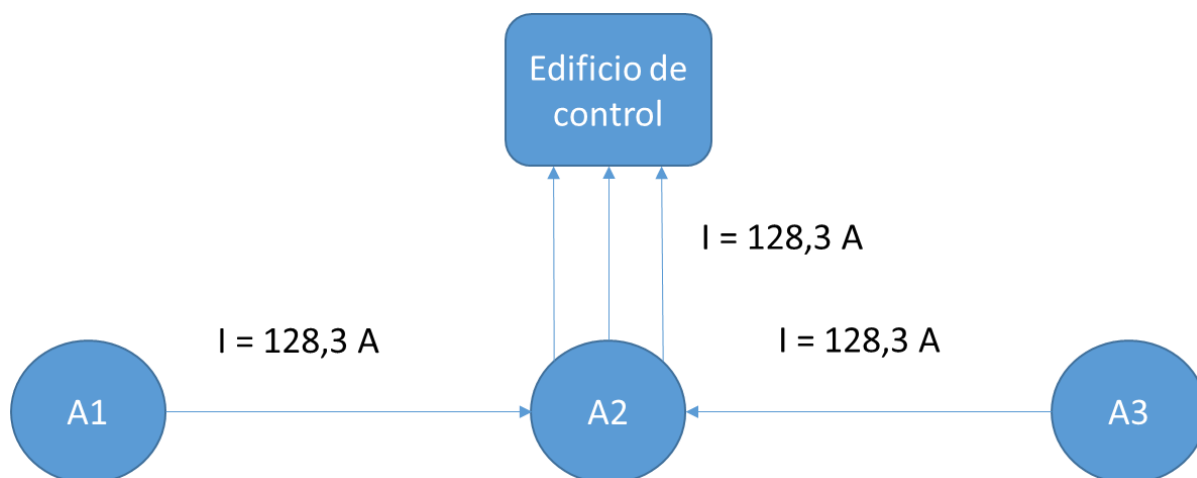


Figura 61. Intensidades aerogeneradores, solución A diseño red MT.

Solución B

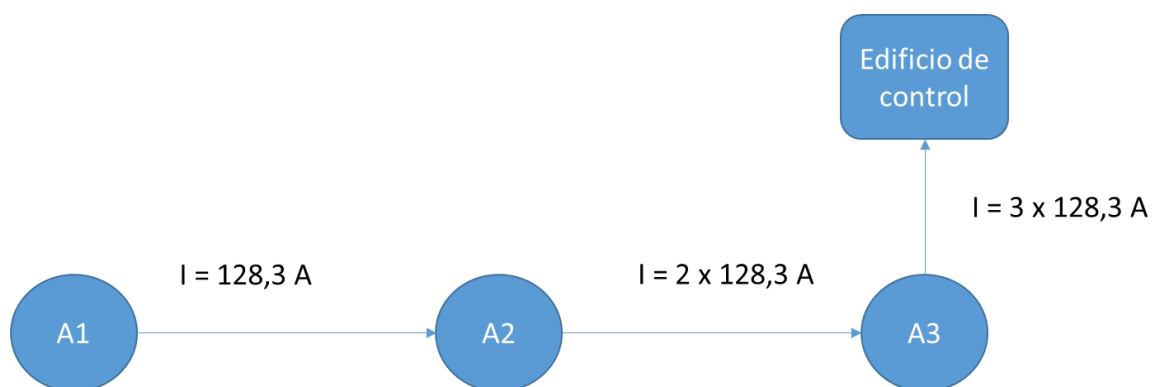


Figura 62. Intensidades aerogeneradores, solución B diseño red MT.

- Determinar el tipo de celda o cabina de unión entre aerogeneradores (0L + 1P, 0L+1V+1P, 0L+2V+1P).

Solución A

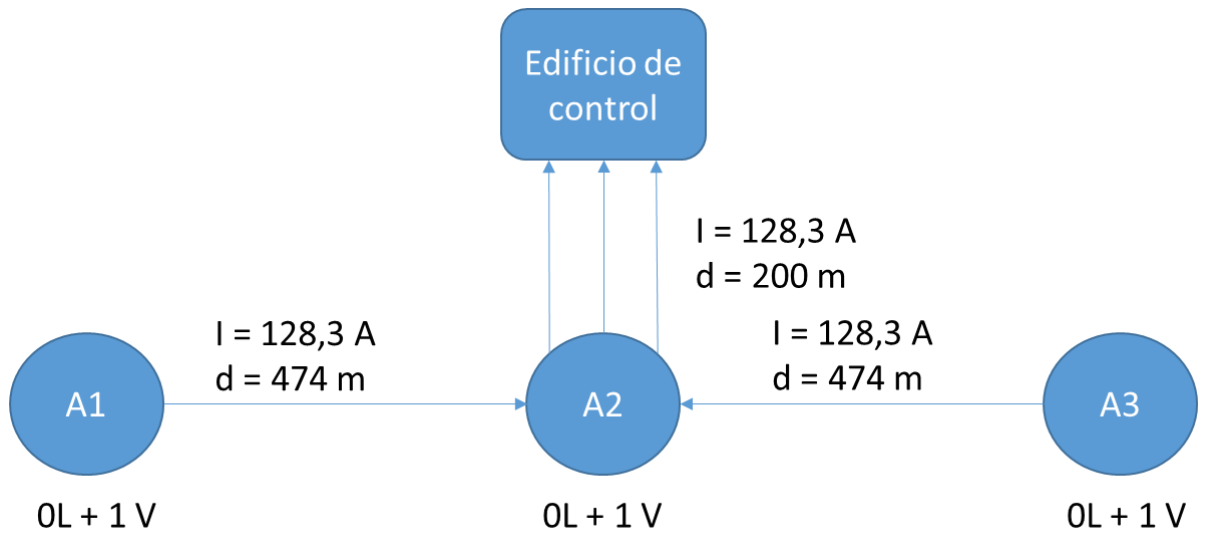


Figura 63. Tipo de celda aerogeneradores, solución A diseño red MT.

Solución B

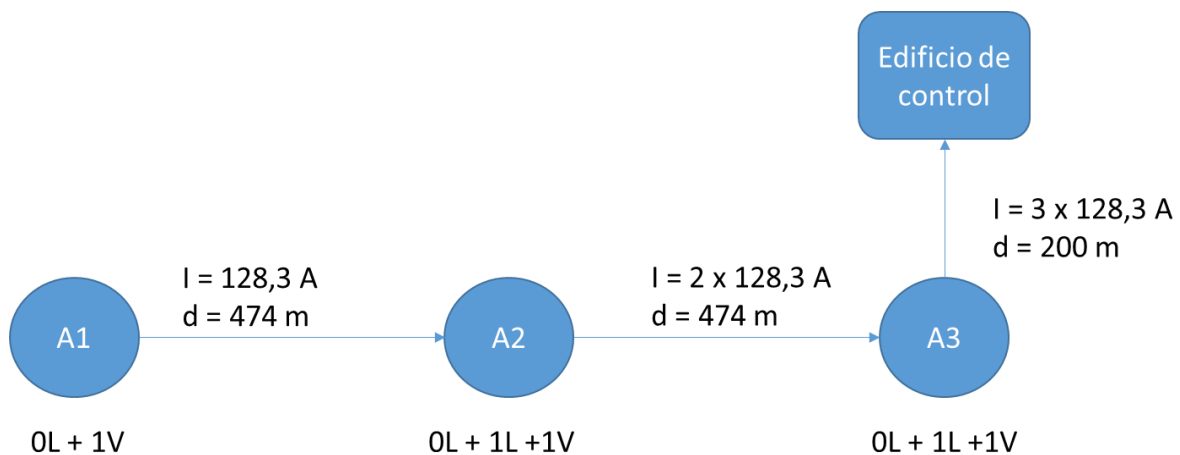


Figura 64. Tipo de celda aerogeneradores, solución B diseño red MT.

Determinar la sección del conductor de cada línea de generación sabiendo:

- Las líneas trifásicas se canalizan en zanja a una profundidad de 1,50 metros y una distancia entre ellas de 40 cm.
- La zanja se rellena con arena fina de río.
- La temperatura del terreno es de 20°C

Se hará uso de las posibles secciones de los conductores de cobre y aluminio de acuerdo al reglamento de líneas eléctricas de alta tensión.

Solución A

La intensidad máxima que circula por cada una de las líneas de generación es de 128,3 A y la disposición en zanja en la parte final es de 3 líneas trifásicas enterradas 1,50 metros de profundidad con una separación de 0,40 m. Esquema:

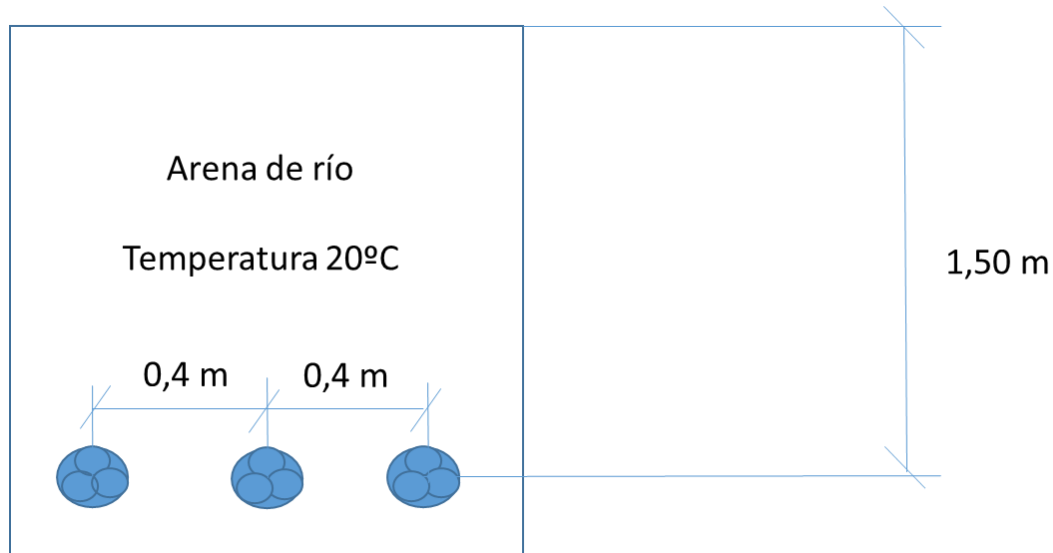


Figura 65. Esquema en zanja, solución A diseño red MT.

La intensidad anterior hay que corregirla aplicando el Reglamento de Líneas de Alta Tensión (ITC-06) para el diseño de un cable según la intensidad máxima admisible.

Factores de corrección

- Factor de corrección por temperatura del terreno diferente a 25°C. Entrando en la tabla de la norma con valor de temperatura 20°C y temperatura servicio permanente 90°C, se tiene un factor de corrección de **1,04**.
- Factor de corrección por agrupamiento de 3 ternas tendidas a una distancia de separación de 40 cm para cables directamente enterrados según reglamento es de **0,78**.
- Factor de corrección por estar las ternas tendidas a una profundidad de 1,50 m según el Reglamento es de **0,96** (se hace la hipótesis que habrá que contrastar de que la sección es mayor de 185 mm²).
- Factor de corrección por estar las ternas directamente enterradas bajo arena seca es **1** independientemente de la sección del cable.

Factor de corrección total, $FC = 1,04 \times 0,78 \times 0,96 \times 1 = 0,7788$

Intensidad máxima admisible por cada línea de generación = $I / FC = 164,74$ A

Entrando en la tabla del Reglamento de Líneas de Alta Tensión (ITC-06) se ve que no hay ninguna sección disponible para soportar 164,74 A. Por tanto, se podría escoger cualquiera de las siguientes secciones:

Tabla 5. Tipos de aislamiento y secciones admisibles, solución A.

	Cobre (mm ²)	Aluminio (mm ²)

Aislamiento EPR	175	165
Aislamiento XLPE	180	170
Aislamiento HEPR	190	180

Los cables que se utilizan habitualmente son los de aluminio, por ser más económicos. Por tanto, la sección de Aluminio quedaría en 70 mm² aislamiento en HEPR (misma sección y mayor intensidad nominal admisible). No cumple la hipótesis y habría que cambiar el factor de corrección de profundidad por 0,97. Sin embargo, esto no cambia apenas el resultado final como se puede comprobar. La nueva intensidad sería de 163,04 A y las secciones normalizadas disponibles serían las mismas.

Solución B

La intensidad máxima que circula por cada una de las líneas de generación es de 384,9 A y la disposición en zanja en la parte final es de 1 línea trifásica enterrada 1,50 metros de profundidad. Esquema:

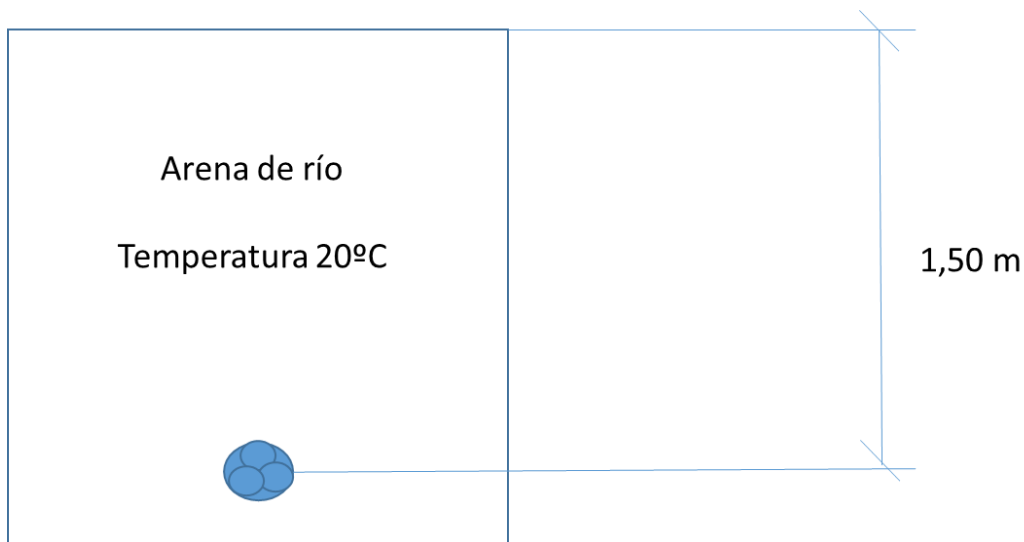


Figura 66. Esquema en zanja, solución B diseño red MT.

La intensidad anterior hay que corregirla aplicando el Reglamento de Líneas de Alta Tensión (ITC-06) para el diseño de un cable según la intensidad máxima admisible.

Factores de corrección

- Factor de corrección por temperatura del terreno diferente a 25°C. Entrando en la tabla de la norma con valor de temperatura 20°C y temperatura servicio permanente 90°C, se tiene un factor de corrección de **1,04**.
- Factor de corrección por agrupamiento de ternas no tiene más que una, luego **1**.
- Factor de corrección por estar las ternas tendidas a una profundidad de 1,50 m según el Reglamento es de **0,96** (se hace la hipótesis que habrá que contrastar de que la sección es mayor de 185 mm²).
- Factor de corrección por estar las ternas directamente enterradas bajo arena seca es **1** independientemente de la sección del cable.

Factor de corrección total, $FC = 1,04 \times 1 \times 0,96 \times 1 = 0,9984$

Intensidad máxima admisible por cada línea de generación = $I / FC = 385,52 \text{ A}$

Entrando en la tabla del Reglamento de Líneas de Alta Tensión (ITC-06) se ve que no hay ninguna sección disponible para soportar 385,52 A. Por tanto, se podría escoger cualquiera de las siguientes secciones:

Tabla 6. Tipos de aislamiento y secciones admisibles, solución B.

	Cobre (mm ²)	Aluminio (mm ²)
Aislamiento EPR	425	430
Aislamiento XLPE	440	390
Aislamiento HEPR	405	410

Los cables que se utilizan habitualmente son los de aluminio (por ser más económicos). Por tanto, la sección de Aluminio quedaría en 300 mm² aislamiento en HEPR (misma sección y mayor intensidad nominal admisible).

Con estos datos de las dos soluciones ya se está en disposición de conocer cuál es la más económica teniendo en cuenta la densidad de 2,7 g/cm³ del aluminio.

Solución A

- Longitud total = 1548 m
- Sección = 70 mm²
- Peso total de Aluminio = 292,57 kg

Solución B

- Longitud total = 1148 m
- Sección = 300 mm²
- Peso total de Aluminio = 929,88 kg

Se comprueba que la opción A es la más económica. Sí es verdad que es posible reducir bastante el peso (aproximadamente se vería que a la mitad) si en vez de aplicar la misma sección a todo el recorrido se realiza el cálculo por tramos, pero aun así seguiría siendo superior que en el caso de la opción A.

- Determinar la caída de tensión de la sección de las líneas de generación seleccionadas.

Se va a aplicar el cálculo para la opción A que es la más económica.

- Datos de partida:
 - Conductividad del Aluminio = 27,3 m/ohm.mm²
 - Longitud de la línea: L1 = 674 m ; L2 = 200 m ; L3 = 674 m.
 - Intensidad de línea, I = 128,3 A
 - Sección del conductor, S = 70 mm²
 - Transformador elevador de 6.500 kVA

➤ Ecuación caída de tensión de un cable:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3}LI \cos \varphi}{\gamma S}$$

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{6.000 (kW)}{6.500 (kVA)} = 0,92$$

Tramo A:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 674 \cdot 128,3 \cdot 0,92}{27,3 \cdot 70} = 72,11 V$$

Tramo B:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 200 \cdot 128,3 \cdot 0,92}{27,3 \cdot 70} = 21,4 V$$

Tramo C:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 674 \cdot 128,3 \cdot 0,92}{27,3 \cdot 70} = 72,11 V$$

Las corrientes de cortocircuito según el Reglamento de alta tensión ITC-LAT06, son los siguientes para cables de aluminio expresado en densidad de corriente A/mm²:

Tabla 7. Densidades de corriente de cortocircuito admisibles.

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta$	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1	1,5	2	2,5	3
HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54

Y para el caso de una sección de 70 mm², la corriente de cortocircuito máxima admisible es para diferentes tiempos de cortocircuito es:

Tabla 8. Intensidades de cortocircuito admisibles.

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta$	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1	1,5	2	2,5	3
HEPR	160	20860	14770	12040	9310	8540	6580	5390	4620	4130	3780

Siendo $\Delta\theta$ la diferencia de temperatura al inicio y al final del cortocircuito que vienen tabulados en la tabla 5 de la norma ITC-LAT06.

3.1 Análisis de los resultados

Como resultado de este diseño de red de MT se obtiene el esquema unifilar del parque eólico. Para obtener dicho esquema es necesario seguir unas pautas, las cuales se indican a continuación:

- Se van uniendo eléctricamente aerogeneradores para crear las líneas de generación/circuitos o red de media tensión mediante las correspondientes cabinas de entrada y salida de línea.
- Las líneas de generación se conectan al embarrado o barras de media tensión de la subestación a través de sus celdas de media tensión que están formadas básicamente por un interruptor automático y un seccionador.
- En el embarrado de media tensión también se conecta la celda de media tensión de protección del transformador de potencia que contiene igualmente un interruptor automático y un seccionador.

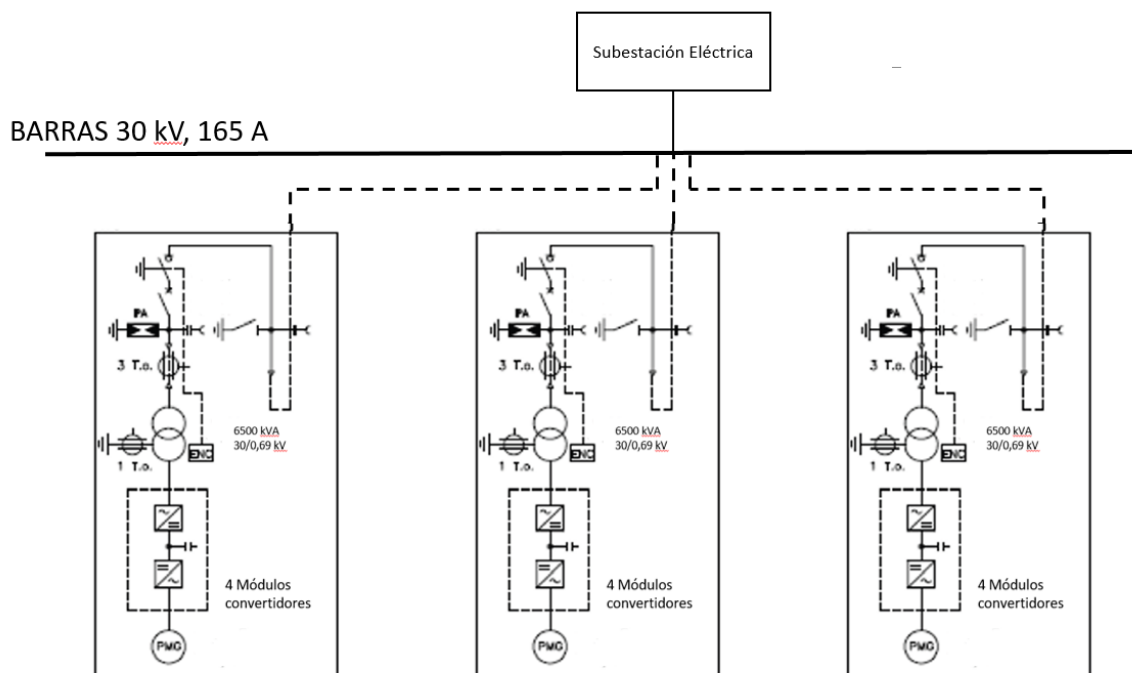


Ilustración 2. Boceto del esquema unifilar.

4. Comprobación mecánica

En esta fase se realiza una comprobación mecánica de toda la cadena cinemática del tipo de aerogenerador que se ha optado como mejor solución en la fase de estudio recurso eólico.

Aparecerán el tipo de elementos mecánicos del que está compuesto el sistema mecánico, especificaciones técnicas, y otros.

Introducción

El SG 6.0-170 es un nuevo modelo de aerogenerador de Siemens Gamesa para aplicaciones “onshore”.

Dispone de un nuevo álabe de 83 metros, con un generador de 6 MW y un extenso portfolio de torres que permiten alturas de buje de 100, 115, 135 y 165 metros (en este caso se optó por la altura de 115 metros).

Descripción técnica

Rotor-Nacelle

El rotor está compuesto por un tripala (3 álabes) posicionado a barlovento. La potencia generada por el rotor está regulada por el sistema “pitch control” o paso variable. La velocidad del rotor es variable y está diseñada para maximizar la potencia mientras reduce las cargas a soportar y el ruido generado.

La “nacelle” ha sido diseñada para acceder de forma segura durante las operaciones de servicio “in situ” por los operadores incluyendo las operaciones de testeo para arranque con el aerogenerador en pleno estado de operación.

Álabes

El álabe del SG 6.0-170 está fabricado en fibra de vidrio y componentes moldeados de carbono. La estructura del álabe utiliza carcasas aerodinámicas que contienen los largueros, unidos a dos redes de cizalla principales de epoxi-fibra de vidrio.

Buje

El buje del rotor es de fundición nodular de hierro y está montado en el eje de baja velocidad del tren de transmisión con una conexión fija por brida. El buje es lo suficientemente grande como para proporcionar espacio para los técnicos de servicio durante el mantenimiento de las palas en los anclajes y los cojinetes del sistema de rodamientos del pitch.

Tren de transmisión

El tren de transmisión tiene un concepto de suspensión en 4 puntos: el eje principal con dos cojinetes principales y la caja de engranajes con dos brazos de torsión ensamblados al bastidor principal. La caja de engranajes está en posición de voladizo (cantiléver); el tren planetario se ensambla al eje principal mediante una junta atornillada con brida que soporta la caja de engranajes.

Tren de potencia

El eje principal de baja velocidad es forzado por las palas y transfiere el par del rotor a la caja de engranajes y los momentos de flexión al bastidor a través de los cojinetes de bancada.

Rodamientos principales

El eje de baja velocidad de la turbina eólica está sostenido por dos cojinetes de rodillos esféricos. Los rodamientos están lubricados con grasa.

Caja multiplicadora

La caja de engranajes tiene 3 etapas de alta velocidad. 2 de tipo tren planetario y 1 paralelo. La velocidad de giro del eje del rotor es de 15-30 rpm y esto tiene que multiplicarlo hasta aproximadamente 1.500 rpm que es la velocidad óptima para acoplarlo al generador trifásico

asíncrono que tiene dos polos en el rotor, luego, para 50 Hz esto requiere 1.500 rpm en el eje del rotor para funcionar correctamente. Se emplea dos etapas de trenes planetarios y una de engranajes rectos (sistema de ejes paralelos) para ajustar los ratios de salida. La máxima relación de multiplicación de la etapa de dientes rectos es 1:5, mientras que la del tren planetario 1:12.

Generador

Se trata de un generador trifásico asíncrono doblemente alimentado con un rotor bobinado, conectado a un convertidor PWM de frecuencia. El estator y el rotor del generador están hechos de laminaciones magnéticas por devanados. La refrigeración del generador es de tipo seca, es decir, por aire.

Frenos mecánicos

El freno mecánico está instalado en el lado de alta velocidad de la caja de engranajes.

Sistema de orientación

La conexión que se realiza del tren de potencia y la torre está fabricada en fundición. El cojinete del sistema de orientación es un anillo de engranajes externos con un cojinete de fricción. Una serie de motores de engranajes planetarios eléctricos impulsa el movimiento de guiñada.

Carcasa de la nacelle

La carcasa alrededor de la maquinaria en la góndola está fabricada por paneles laminados reforzados con fibra de vidrio.

Torre

La turbina eólica está montada de manera estándar en una torre de acero tubular cónica. Existen otras tecnologías de torre disponibles para alturas de buje más altas. La torre tiene ascenso interno y acceso directo al sistema de orientación y góndola. Está equipada con plataformas e iluminación eléctrica interna.

Especificación técnica

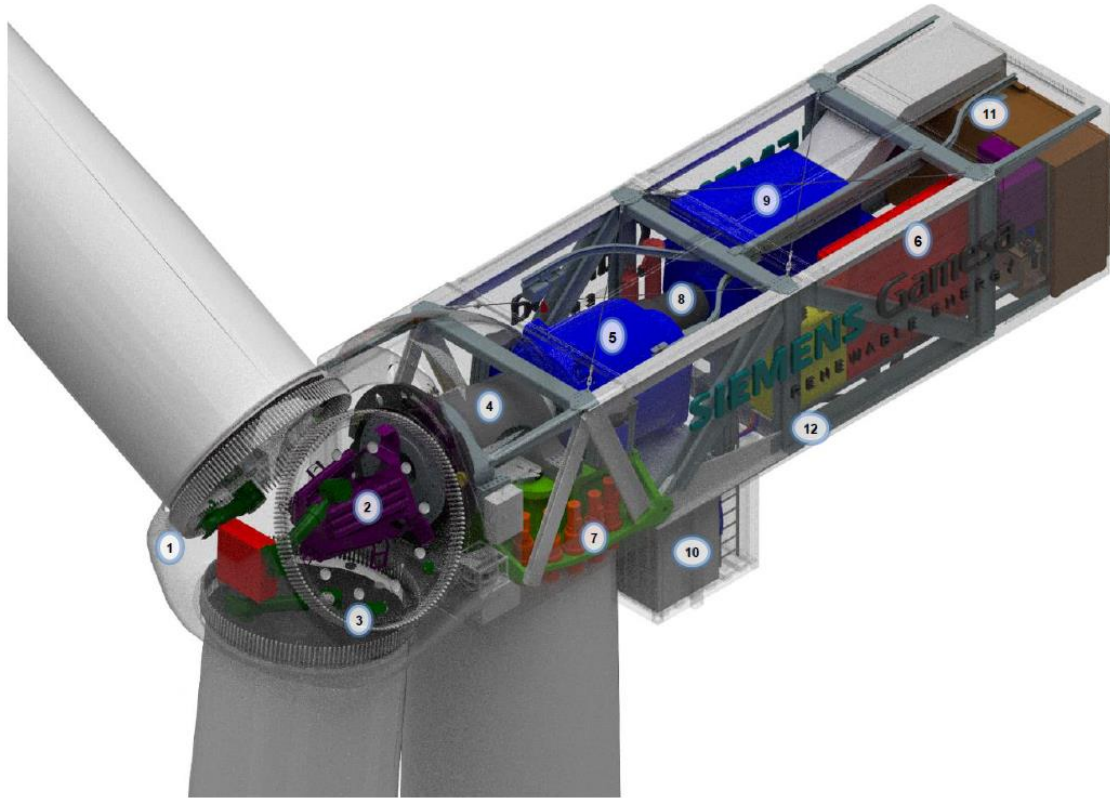


Figura 67. Esquema interior aerogenerador SG170, cortesía Siemens Gamesa.

Tabla 9. Elementos principales aerogenerador SG170.

1. Buje	7. Sistema de orientación
2. Sistema de pitch	8. Eje de alta velocidad
3. Rodamientos del álabe	9. Generador
4. Eje de baja velocidad	10. Transformador
5. Caja de engranajes	11. Sistema de refrigeración
6. Cabinas	12. Estructura

Rotor

- Tipo: Tripala de eje horizontal.
- Posición: A barlovento.
- Diámetro: 170 m.
- Área de barrido: 22.698 m².
- Regulación: Sistema de regulación de paso variable o pitch control.
- Inclinación del rotor: 6 grados.

Álabe

- Tipo: Autosuficiente.
- Longitud: 83 m.
- Cuerda: 4,5 m.
- Perfil aerodinámico: Aspas de sustentación propiedad de Siemens Gamesa.
- Material: Epoxy reforzado con fibra de vidrio – Plástico reforzado con carbono.

Freno aerodinámico

- Tipo: Hasta posición en bandera del álabe.
- Activación: Activa, sistema hidráulico.

Elementos bajo sollicitación de cargas

- Buje: Fundición nodular de hierro.
- Eje de potencia: Acero reforzado.
- Soporte nacelle: Fundición nodular de hierro.

Freno mecánico

- Tipo: Disco de freno hidráulico.
- Posición: Lado de alta velocidad de la caja de engranajes.

Generador

- Tipo: Asíncrono, DFIG.

Terminales de red

- Potencia nominal: 6.0 MW.
- Tensión: 690 V.
- Frecuencia: 50 Hz.

Sistema de orientación

- Tipo: Activo.
- Transmisión: Motores eléctricos
- Freno: Frenos de fricción.

Datos de operación

- Velocidad de arranque: 3 m/s.
- Velocidad nominal: 10 m/s. (con viento en calma sin turbulencia según IEC61400-1).
- Velocidad de corte: 25 m/s.

- Velocidad reseteo: 22 m/s.

A continuación se muestra los datos técnicos del aerogenerador, junto con las gráficas con las curvas de potencia y coeficiente de empuje para las condiciones de trabajo previstas a la altura de buje en el emplazamiento seleccionado:

Description * Siemens Gamesa SG170

Rotor diameter (m) * 170,00

Hub height (m) * 115,00

Rated power (MW) * 6,000

Control system * Pitch regulation

Enable Edit

Enable Separate Ct

Dec. comma accepted (Applies only to Dual Power curve and separate Ct - tables)

Company Info Performance curve #1

Table Size 46

Clean Up

Insert separate Ct-curve by interpolation

Air density kg/m3 1,113

Maximum Noise level dB(A)

Blade pitch angle °

Rotational rate R/min 0,00

Low speed-limit m/s 3,00

High speed-limit m/s 25,00

Cut-parameters

Table-derived Explicit

Cut-in speed m/s 3,00

Cut-out speed m/s 25,00

Stat. thrust coeff. 0,0330

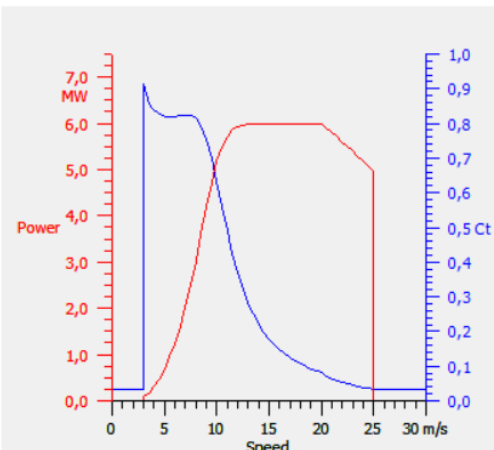
URI

Release date:

DataSource:

DataStatus:

Comments:



U

0,0000 m/s

Power

0,0000 kW

Ct

0,0330

Weibull parameters

A 6,0 m/s k 2,0

AEP

12,268896 GWh

#	Speed m/s	Power MW	Ct
1*	3,00	0,084	0,9130
2*	3,50	0,161	0,8570
3*	4,00	0,295	0,8400
4*	4,50	0,471	0,8270
5*	5,00	0,686	0,8180
6*	5,50	0,943	0,8170
7*	6,00	1,249	0,8200
8*	6,50	1,609	0,8230
9*	7,00	2,027	0,8250
10*	7,50	2,505	0,8230
11*	8,00	3,040	0,8150
12*	8,50	3,614	0,7930
13*	9,00	4,195	0,7540
14*	9,50	4,732	0,6990
15*	10,00	5,177	0,6320
16*	10,50	5,507	0,5600
17*	11,00	5,725	0,4890
18*	11,50	5,856	0,4250
19*	12,00	5,928	0,3690
20*	12,50	5,966	0,3220
21*	13,00	5,984	0,2830
22*	13,50	5,993	0,2510
23*	14,00	5,997	0,2220
24*	14,50	5,999	0,1990
25*	15,00	5,999	0,1790
26*	15,50	6,000	0,1620
27*	16,00	6,000	0,1470
28*	16,50	6,000	0,1350
29*	17,00	6,000	0,1240
30*	17,50	6,000	0,1140
31*	18,00	6,000	0,1060
32*	18,50	6,000	0,0980
33*	19,00	6,000	0,0920

CAPÍTULO III. ASPECTOS ECONÓMICOS

1. Descargo de gastos

Este capítulo analiza los aspectos económicos del proyecto. Las distintas cuentas del presupuesto se analizan de manera individual:

Horas internas:

Las horas dedicadas al proyecto incluyen las de la directora del proyecto, la del ingeniero junior y la del operario que manipulaba el centro de mecanizado. Se ha calculado el precio total en función del coste unitario del empleado y las horas que ha dedicado cada integrante.

Amortizaciones:

En esta partida se incluye el equipamiento y licencias. Se calcula el coste de cada uno en función del tiempo que se ha empleado cada equipo o licencia.

Costes Indirectos:

En esta partida se tiene en cuenta los costos derivados de la electricidad y agua necesarios para el uso de las instalaciones. Estos costes se valoran como un 2% de los costes directos.

Imprevistos:

Esta última partida se encarga de evitar posibles desviaciones del presupuesto inicial. Se valora como el 2% del subtotal de los costes directos más los indirectos.

A continuación, se muestra la tabla general del presupuesto global del proyecto en el que se encuentran incluidas todas las partidas anteriormente mencionadas.

Tabla 10. Amortizaciones.

Amortizaciones de los recursos materiales del proyecto				
Concepto	Coste	Vida útil	Uso Anual (h)	Coste/hora
Licencias				
Windographer	350,00 €	1 año	160	2,19 €
Wasp	1.000,00 €	1 año	320	3,13 €
Microsoft Office	126,00 €	1 año	2000	0,06 €
Equipos				
Ordenador	1.500,00 €	6 años	2000	0,75 €

Tabla 11. Descargo de gastos.

Descargo de gastos del proyecto			
Horas internas			
Personal	Nº horas	Coste/horas	Coste
Ingeniero Junior	520	12,5	6500
Director Proyecto	30	20	600
Amortizaciones			
Licencia Windographer	80	2,19 €	175,00 €
Licencia Wasp	80	3,13 €	250,00 €
Licencia Microsoft Office	520	0,06 €	32,76 €
Equipo Ordenador	520	0,75 €	390,00 €
Subtotal Costes directos			
			7.947,76 €
Subtotal Costes Directos + Costes Indirectos			
Costes Indirectos (2% C. Directos):		158,96 €	
			8.106,72 €
Imprevistos			
			162,13 €
Total			
			8.268,85 €

CAPÍTULO IV. CONCLUSIONES

Como conclusión de este estudio se ha obtenido que la tecnología que mayor aporte energético ofrece para el emplazamiento seleccionado y los datos de viento trabajados es el aerogenerador Siemens Gamesa SG 170. Esta empresa alemana tiene su sede de la sección de energía eólica en el País Vasco, lo que permitirá una mejor comunicación a la hora de establecer los planes de obra y ejecutarlos posteriormente. Con una producción neta de 80,211 GWh/año y un consumo medio por familia de 5 kWh, el parque sería capaz de abastecer a aproximadamente 2000 hogares lo que equivale a un pueblo de unos 5000-6000 habitantes.

El número de horas equivalentes netas han resultado ser de 4.456,17 horas lo cual es un dato alto debido a la reducida pérdida por efecto estela. Y el factor de capacidad del parque sería del 50,87 %

La red de media tensión diseñada es de 3 líneas de generación una para cada aerogenerador, por ser esta la solución más económica.

CAPÍTULO V. BIBLIOGRAFÍA

1. Consejo Europeo (2014). *Marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030*.
2. Amylkar D. Acosta M. *La crisis energética y las energías alternativas*.
3. Ryan Wiser, Maureen Hand and Bentham Paulos (2016). *The Future of Wind Energy, Part 3: Reducing Wind Energy Costs through Increased Turbine Size: Is the Sky the Limit?*. Berkely Lab.
4. Izquierda Ereño, U. *Tema 6: Aerogeneradores*. Universidad del País Vasco.
5. Carlos Cádiz, J. (1992). *Historia de las Máquinas Eólicas*. Edición ENDESA.
6. Naturgy. *Egipto y el descubrimiento de la energía cinética del viento*. url: [https://www.naturgy.com/egipto y el descubrimiento de la energia cinetica del viento](https://www.naturgy.com/egipto-y-el-descubrimiento-de-la-energia-cinetica-del-viento).
7. Leipzig, H. G. Teubner (1899-1914). *Heronis Alexandrinus Opera*; 5 vols.
8. Cristóbal Antezana Nuñez, J. (2004). *Diseño y Construcción de un prototipo de generador eólico de eje vertical*. Universidad de Chile.
9. Rojas-Sola, J.I., Amezcua-Ogáyar, J.M. (2005). *Origen y expansión de los molinos de viento en España*.
10. Turalia (2015). *Treinta, o pocos más, desahorados gigantes*. doi:<https://www.turalia.blog/2015/12/treinta-o-pocos-mas-desahorados-gigantes.html>.
11. Galíndez Fernandez, E. (2016). *Aerogenerador de eje vertical*. Universidad del País Vasco.
12. Tecno blog San Martín. *Multipala americano*. url:<https://tecnoblogsanmartin.wordpress.com/2012/03/20/multipala-americano/>.
13. Hernández Echeverri, S. (2012). *Diseño y construcción de un modelo de rotor eólico de eje vertical tipo savonius para la obtención de energía mecánica*. Universidad EAFIT.
14. Sebastián Ruiz (2016). *Historia de las turbinas eólicas*.
15. WindPower. Best Romani. url:[https://www.thewindpower.net/turbine es 373 best-romani 800kva.php](https://www.thewindpower.net/turbine-es-373-best-romani-800kva.php).
16. Danish Wind Industry Association. *Pioneros de la energía eólica 1940-1950*. url: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/pictures/fifties.htm>
17. Edición CIEMAT (2009). *Principios de Conversión de Energía Eólica*.
18. López Mendizabal, R. (2015). *Con el viento a favor*.
19. ABB. *Cuaderno de aplicaciones técnicas, nº 12. Plantas eólicas*.
20. Fernández Diez, P. *Aerogeneradores modernos*.
21. CurioSfera. *Historia de la energía eólica*. url: <https://curiosfera-historia.com/historia-de-la-energia-eolica/>
22. Mazón, J., Miñambres, J.F., Zorrozuza, M.A., Buigues, G., Valverde, V. *Análisis y Funcionamiento de Máquinas Eléctricas*. Universidad del País Vasco.

ANEXOS

**Instrucción Técnica Complementaria
ITC-LAT 06
LÍNEAS SUBTERRANEAS CON CABLES AISLADOS.**

0. INDICE

1. PRESCRIPCIONES GENERALES
2. NIVELES DE AISLAMIENTO
3. MATERIALES: CABLES Y ACCESORIOS
4. INSTALACIÓN DE CABLES AISLADOS
5. CRUZAMIENTOS, PROXIMIDADES Y PARALELISMOS
6. INTENSIDADES ADMISIBLES
7. PROTECCIONES
8. ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD

1. PRESCRIPCIONES GENERALES.

1.1 Campo de aplicación

La presente instrucción será de aplicación a todas las líneas eléctricas subterráneas y a cualquier tipo de instalación distinta de las líneas aéreas, por ejemplo en galerías, en bandejas en el interior de edificios, en fondos acuáticos, etc. Los cables serán aislados, de tensión asignada superior a 1 kV, y el régimen de funcionamiento de las líneas se preverá para corriente alterna trifásica de 50 Hz de frecuencia.

1.2 Tensiones nominales normalizadas

En la tabla siguiente se indican las tensiones nominales normalizadas en redes trifásicas.

Tabla 1. Tensiones nominales normalizadas

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

* Tensiones de uso preferente en redes eléctricas de transporte y distribución.

1.3 Tensiones nominales no normalizadas

Existiendo en el territorio español redes a tensiones nominales diferentes de las que como normalizadas figuran en el apartado anterior, se admite su utilización dentro de los sistemas a que correspondan.

2. NIVELES DE AISLAMIENTO

El nivel de aislamiento de los cables y accesorios de alta tensión (A.T) deberá adaptarse a los valores normalizados indicados en las normas UNE 20435-1 y UNE-EN 60071-1, salvo en casos especiales debidamente justificados por el proyectista de la instalación.

2.1 Categorías de las redes

Según la duración máxima de un eventual funcionamiento con una fase a tierra, que el sistema de puesta a tierra permita, las redes se clasifican en tres categorías:

Categoría A:

Los defectos a tierra se eliminan tan rápidamente como sea posible y en cualquier caso antes de 1 minuto.

Categoría B:

Comprende las redes que, en caso de defecto, sólo funcionan con una fase a tierra durante un tiempo limitado. Generalmente la duración de este funcionamiento no debería exceder de 1 hora, pero podrá admitirse una duración mayor cuando así se especifique en la norma particular del tipo de cable y accesorios considerados.

Conviene tener presente que en una red en la que un defecto a tierra no se elimina automática y rápidamente, los esfuerzos suplementarios soportados por el aislamiento de los cables y accesorios durante el defecto, reducen la vida de los cables y accesorios en una cierta proporción. Si se prevé que una red va a funcionar bastante frecuentemente con un defecto a tierra durante largos periodos, puede ser económico clasificar dicha red dentro de la categoría C.

Categoría C:

Esta categoría comprende todas las redes no incluidas en la categoría A ni en la categoría B.

2.2 Tensiones asignadas del cable y sus accesorios

Los cables y sus accesorios deberán designarse mediante U_0/U para proporcionar información sobre la adaptación con la aparamenta y los transformadores. A cada valor de U_0/U le corresponde una tensión soportada nominal a los impulsos de tipo U_p .

La tensión asignada del cable U_0/U se elegirá en función de la tensión nominal de la red (U_n), o tensión más elevada de la red (U_s), y de la duración máxima del eventual funcionamiento del sistema con una fase a tierra (categoría de la red), tal y como se especifica en la tabla 2.

Tabla 2. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios

Tensión nominal de la red U_n	Tensión más elevada de la red U_s kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			U_0/U ó U_0 kV	U_p kV
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B	6/10	75
		C		
10	12	A-B	8,7/15	95
		C		
15	17,5	A-B	12/20	125
		C		
20	24	A-B	15/25	145
		C		
25	30	A-B	18/30	170
		C		
30	36	A-B		

		C	26/45	250
45	52	A-B		
66	72,5	A-B	36	(1)
110	123	A-B	64	(1)
132	145	A-B	76	(1)
150	170	A-B	87	(1)
220	245	A-B	127	(1)
400	420	A-B	220	(1)

(1) El nivel de aislamiento a impulsos tipo rayo se determinará conforme a los criterios de coordinación de aislamiento establecidos en la norma UNE-EN 60071-1.

Donde:

U_0 : Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

U : Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

Nota: Esta magnitud afecta al diseño de cables de campo no radial y a sus accesorios.

U_p : Valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta para el que se ha diseñado el cable o los accesorios.

3. MATERIALES: CABLES Y ACCESORIOS

3.1 Condiciones generales

Los materiales y su montaje cumplirán con los requisitos y ensayos de las normas UNE aplicables de entre las incluidas en la [ITC-LAT 02](#) y demás normas y especificaciones técnicas aplicables.

En el caso de que no exista norma UNE, se utilizarán las Normas Europeas (EN o HD) correspondientes y, en su defecto, se recomienda utilizar la publicación CEI correspondiente (Comisión Electrotécnica Internacional).

3.2 Cables

Los cables utilizados en las redes subterráneas tendrán los conductores de cobre o de aluminio y estarán aislados con materiales adecuados a las condiciones de instalación y explotación manteniendo, con carácter general, el mismo tipo de aislamiento de los cables de la red a la que se conecten. Estarán debidamente apantallados, y protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instalen o la producida por corrientes erráticas, y tendrán resistencia mecánica suficiente para soportar las acciones de instalación y tendido y las habituales después de la instalación. Se exceptúan las agresiones mecánicas procedentes de maquinaria de obra pública como excavadoras, perforadoras o incluso picos. Podrán ser unipolares o tripolares.

3.3 Accesorios

Los accesorios serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Los accesorios deberán ser asimismo adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc.).

4. INSTALACIÓN DE CABLES AISLADOS

Lo indicado en este apartado es válido para instalaciones cuya tensión nominal de la red no sea superior a 30 kV. Para tensiones mayores, el proyectista determinará y justificará en cada caso las condiciones de instalación y distancias.

Las canalizaciones se dispondrán, en general, por terrenos de dominio público en suelo urbano o en curso de urbanización que tenga las cotas de nivel previstas en el proyecto de urbanización (alineaciones y rasantes), preferentemente bajo las aceras y se evitarán los ángulos pronunciados. El trazado será lo más rectilíneo posible, a poder ser paralelo en toda su longitud a las fachadas de los edificios principales o, en su defecto, a los bordillos. Así

mismo, deberá tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos que pueden soportar los cables sin deteriorarse, a respetar en los cambios de dirección.

En la etapa de proyecto deberá contactarse con las empresas de servicio público y con las posibles propietarias de servicios para conocer la posición de sus instalaciones en la zona afectada. Una vez conocidas, antes de proceder a la apertura de las zanjas, la empresa instaladora abrirá calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto. La apertura de calas de reconocimiento se podrá sustituir por el empleo de quipos de detección, como el georradar, que permitan contrastar los planos aportados por las compañías de servicio y al mismo tiempo prevenir situaciones de riesgo.

Los cables podrán instalarse en las formas que se indican a continuación.

4.1 Directamente enterrados

La profundidad, hasta la parte superior del cable más próximo a la superficie, no será menor de 0,6 m en acera o tierra, ni de 0,8 m en calzada.

Cuando existan impedimentos que no permitan lograr las mencionadas profundidades, éstas podrán reducirse, disponiendo protecciones mecánicas suficientes. Por el contrario, deberán aumentarse cuando las condiciones que se establecen en el capítulo 5 así lo exijan.

La zanja ha de ser de la anchura suficiente para permitir el trabajo de un hombre, salvo que el tendido del cable se haga por medios mecánicos. Sobre el fondo de la zanja se colocará una capa de arena o material de características equivalentes de espesor mínimo 5 cm y exenta de cuerpos extraños. Los laterales de la zanja han de ser compactos y no deben desprender piedras o tierra. La zanja se protegerá con estribas u otros medios para asegurar su estabilidad, conforme a la normativa de riesgos laborales. Por encima del cable se dispondrá otra capa de 10 cm de espesor, como mínimo, que podrá ser de arena o material con características equivalentes.

Para proteger el cable frente a excavaciones hechas por terceros, los cables deberán tener una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto puntual de una energía de 20 J y que cubra la proyección en planta de los cables, así como una cinta de señalización que advierta la existencia del cable eléctrico de A.T. Se admitirá también la colocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización.

4.2 En canalización entubada

La profundidad, hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie, no será menor de 0,6 metros en acera o tierra, ni de 0,8 metros en calzada.

Estarán construidas por tubos de material sintético, de cemento y derivados, o metálicos, hormigonadas en la zanja o no, con tal que presenten suficiente resistencia mecánica. El diámetro interior de los tubos no será inferior a vez y media el diámetro exterior del cable o del diámetro aparente del circuito en el caso de varios cables instalados en el mismo tubo. El interior de los tubos será liso para facilitar la instalación o sustitución del cable o circuito averiado. No se instalará más de un circuito por tubo. Si se instala un solo cable unipolar por tubo, los tubos deberán ser de material no ferromagnético.

Antes del tendido se eliminará de su interior la suciedad o tierra garantizándose el paso de los cables mediante mandrilado acorde a la sección interior del tubo o sistema equivalente. Durante el tendido se deberán embocar correctamente para evitar la entrada de tierra o de hormigón.

Se evitará, en lo posible, los cambios de dirección de las canalizaciones entubadas respetando los cambios de curvatura indicados por el fabricante de los cables. En los puntos donde se produzcan, para facilitar la manipulación de los cables podrán disponerse arquetas con tapas registrables o no. Con objeto de no sobrepasar las tensiones de tiro indicadas en las normas aplicables a cada tipo de cable, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias, registrables, ciegas o simplemente calas de tiro en aquellos casos que lo requieran. A la entrada de las arquetas, las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas en sus extremos.

La canalización deberá tener una señalización colocada de la misma forma que la indicada en el apartado anterior, para advertir de la presencia de cables de alta tensión.

4.3 En galerías

Pueden diferenciarse dos tipos de galería, la galería visitable, de dimensiones interiores suficientes para la circulación de personal, y la galería o zanja registrable, en la que no está prevista la circulación de personal y las tapas de registro precisan medios mecánicos para su manipulación.

Las galerías serán de hormigón armado o de otros materiales de rigidez, estanqueidad y duración equivalentes. Se dimensionarán para soportar la carga de tierras y pavimentos situados por encima y las cargas del tráfico que corresponda.

Las paredes han de permitir una sujeción segura de las estructuras soportes de los cables, así como permitir en caso necesario la fijación de los medios de tendido del cable.

4.3.1 Galerías visitables

Limitación de servicios existentes

Las galerías visitables se usarán preferentemente sólo para instalaciones eléctricas de potencia y cables de control y comunicaciones. En ningún caso podrán coexistir en la misma galería instalaciones eléctricas e instalaciones de gas o líquidos inflamables.

En caso de existir, las canalizaciones de agua se situarán preferentemente en un nivel inferior que el resto de las instalaciones, siendo condición indispensable que la galería tenga un desagüe situado por encima de la cota de alcantarillado o de la canalización de saneamiento en que evacua.

Condiciones generales

Las galerías visitables dispondrán de pasillos de circulación de 0,90 metros de anchura mínima y 2 metros de altura mínima, debiéndose justificar las excepciones puntuales. En los puntos singulares, entronques, pasos especiales, accesos de personal, etc., se estudiarán tanto el correcto paso de las canalizaciones, como la seguridad de circulación del personal.

Los accesos a la galería deben quedar cerrados de forma que se impida la entrada de personas ajenas al servicio, pero que permita la salida al personal que esté en su interior. Para evitar la existencia de tramos de galería con una sola salida, deben disponerse de accesos en las zonas extremas de las galerías.

La ventilación de las galerías será suficiente para asegurar que el aire se renueva, a fin de evitar acumulaciones de gas y condensaciones de humedad y contribuir a que la temperatura máxima de la galería sea compatible con los servicios que contenga. Esta temperatura no sobrepasará los 40 °C. Cuando la temperatura ambiente no permita cumplir este requisito, la temperatura en el interior de la galería no será superior a 50 °C, lo cual se tendrá en cuenta para determinar la intensidad admisible en servicio permanente del cable.

Los suelos de las galerías deberán tener la pendiente adecuada y un sistema de drenaje eficaz, que evite la formación de charcos.

Las empresas utilizadoras tomarán las medidas oportunas para evitar la presencia de roedores en las galerías.

Galerías de longitud superior a 400 metros

Las galerías de longitud superior a 400 metros, además de las disposiciones anteriores dispondrán de iluminación fija, de instalaciones fijas de detección de gas (con sensibilidad mínima de 300 ppm), de accesos de personal cada 400 metros como máximo, alumbrado de señalización interior para informar de las salidas y referencias exteriores, tabiques de sectorización contra incendios (RF120) con puertas cortafuegos (RF 90) cada 1.000 metros como máximo y las medidas oportunas para la prevención contra incendios.

Disposición e identificación de los cables

Es aconsejable disponer los cables de distintos servicios y de distintos propietarios sobre soportes diferentes y mantener entre ellos unas distancias que permitan su correcta instalación y mantenimiento. Dentro de un mismo servicio debe procurarse agruparlos por tensiones (por ejemplo, todos los cables de A.T en uno de los laterales, reservando el otro para B.T, control, señalización, etc.).

Los cables se dispondrán de forma que su trazado sea recto y procurando conservar su posición relativa con los demás. Las entradas y salidas de los cables en las galerías se harán de forma que no dificulten ni el mantenimiento de los cables existentes ni la instalación de nuevos cables.

Todos los cables deberán estar debidamente señalizados e identificados, de forma que se indique la empresa a quien pertenecen, la designación del circuito, la tensión y la sección de los cables.

Sujeción de los cables

Los cables deberán estar fijados a las paredes o a estructuras de la galería mediante elementos de sujeción (regletas, ménsulas, bandejas, bridas, etc.) para evitar que los esfuerzos térmicos, electrodinámicos debidos a las distintas condiciones que pueden presentarse durante la explotación de las redes de A.T puedan moverlos o deformarlos.

Estos esfuerzos, en las condiciones más desfavorables previsibles, servirán para dimensionar los elementos de sujeción así como su separación.

En el caso de tres cables unipolares dispuestos en terna al tresbolillo, los mayores esfuerzos electrodinámicos aparecen entre fases de una misma línea, como fuerza de repulsión de una fase respecto a las otras dos. En este caso, pueden complementarse las sujeciones de los cables con otras que mantengan juntas entre sí las tres fases.

En el caso de cables unipolares, si se quiere sujetar cada cable por separado, las sujeciones deberán disponerse de manera que no se formen circuitos ferromagnéticos cerrados alrededor del cable.

Equipotencialidad de masas metálicas accesibles

Todos los elementos metálicos para sujeción de los cables (bandejas, soportes, bridas, etc.) u otros elementos metálicos accesibles al personal que circula por las galerías (pavimentos, barandillas, estructuras o tuberías metálicas, etc.) se conectarán eléctricamente a la red de tierra de la galería.

Aislamiento de pantalla y armadura de un cable respecto a su soporte metálico

El proyectista debe calcular el valor máximo de la tensión a que puede quedar sometida la pantalla y armadura de un cable dentro de la galería respecto a su red de tierras en las condiciones más desfavorables previsibles. Se dimensionará el aislamiento entre la pantalla y la armadura del cable respecto al elemento metálico de soporte para evitar una perforación que establezca un camino conductor, ya que esto podría dar origen a un defecto local en el cable.

Previsión de defectos conducidos por la tierra de la galería

En el caso que aparezca un defecto iniciado en un cable dentro de la galería, si el proyectista no prevé medidas especiales, considerará que las tierras de la galería deben poder evacuar las corrientes de defecto de dicho cable (defecto fase-tierra). Por consiguiente, dichas corrientes no deberán superar la máxima corriente de defecto para la cual se ha dimensionado la red de tierras de la galería.

Previsión de defectos en cables no evacuados a la tierra de la galería

El proyectista puede prever la instalación de cables cuya corriente de defecto fase tierra supere la máxima corriente de defecto para la cual se ha dimensionado la red de tierra de la galería. En ese caso, las pantallas y armaduras de tales cables deberán estar aisladas, protegidas y separadas respecto a los elementos metálicos de soporte, de forma que se asegure razonablemente la imposibilidad de que esos defectos puedan drenar a la red de tierra de la galería, incluso en el caso de defecto en un punto del cable cercano a un elemento de sujeción.

4.3.2 Galerías o zanjas registrables

En tales galerías se admite la instalación de cables eléctricos de alta tensión, de baja tensión y de alumbrado, control y comunicación. No se admite la existencia de canalizaciones de gas. Sólo se admite la existencia de canalizaciones de agua si se puede asegurar que en caso de fuga el agua no afecte a los demás servicios (por ejemplo, en un diseño de doble cuerpo, en el que en un cuerpo se dispone una canalización de agua y tubos hormigonados para cables de comunicación; y en el otro cuerpo, estanco respecto al anterior cuando tiene colocada la tapa registrable, se disponen los cables de A.T, de B.T, de alumbrado público, semáforos, control y comunicación).

Las condiciones de seguridad más destacables que deben cumplir este tipo de instalación son:

- a. estanqueidad de los cierres, y
- b. buena renovación de aire en el cuerpo ocupado por los cables eléctricos, para evitar acumulaciones de gas y condensación de humedades, y mejorar la disipación de calor.

4.4 En atarjeas o canales revisables

En ciertas ubicaciones con acceso restringido al personal autorizado, como puede ser en el interior de industrias o de recintos destinados exclusivamente a contener instalaciones eléctricas, podrán utilizarse canales de obra con tapas prefabricadas de hormigón o de cualquier otro material sintético de elevada resistencia mecánica (que normalmente enrasan con el nivel del suelo) manipulables a mano.

Es aconsejable separar los cables de distintas tensiones (aprovechando el fondo y las dos paredes). Incluso, puede ser preferible destinar canales distintos.

El canal debe permitir la renovación del aire. En cualquier caso, el proyectista debe estudiar las características particulares del entorno y justificar la solución adoptada.

4.5 En bandejas, soportes, palomillas o directamente sujetos a la pared

Normalmente, este tipo de instalación sólo se empleará en subestaciones u otras instalaciones eléctricas de alta tensión (de interior o exterior) en las que el acceso quede restringido al personal autorizado. Cuando las zonas por las que discurre el cable sean accesibles a personas o vehículos, deberán disponerse protecciones mecánicas que dificulten su accesibilidad.

En instalaciones frecuentadas por personal no autorizado se podrá utilizar como sistema de instalación bandejas, tubos o canales protectoras, cuya tapa solo se pueda retirar con la ayuda de un útil. Las bandejas se dispondrán adosadas a la pared o en montaje aéreo, siempre a una altura mayor de 4 m para garantizar su inaccesibilidad. Para montajes situados a una altura inferior a 4 m se utilizarán tubos o canales protectoras, cuya tapa solo se pueda retirar con la ayuda de un útil.

En el caso de instalaciones a la intemperie, los cables serán adecuados a las condiciones ambientales a las que estén sometidos (acción solar, frío, lluvia, etc.), y las protecciones mecánicas y sujeciones del cable evitarán la acumulación de agua en contacto con los cables.

Se deberán colocar, asimismo, las correspondientes señalizaciones e identificaciones.

Todos los elementos metálicos para sujeción de los cables (bandejas, soportes, palomillas, bridas, etc.) u otros elementos metálicos accesibles al personal (pavimentos, barandillas, estructuras o tuberías metálicas, etc.) se conectarán eléctricamente a la red de tierra de la instalación. Las canalizaciones conductoras se conectarán a tierra cada 10 metros como máximo y siempre al principio y al final de la canalización.

4.6 En los fondos acuáticos

Cuando el trazado de un cable deba discurrir por fondos acuáticos (marinos, lacustres, fluviales, etc.), se realizará un proyecto técnico completo de la instalación y del tendido, considerando todas las acciones que el cable pueda sufrir (esfuerzos por mareas o corrientes, presión, esfuerzos durante el tendido y en el cable instalado, empuje hidráulico, etc.).

Se deberán tomar las medidas preventivas para que el cable no pueda ser afectado por ningún dispositivo arrastrado por cualquier embarcación (ancla, red de arrastre, etc.).

La zona de transición del cable, de agua a tierra, puede estar especialmente sometida a corrientes, oleajes y mareas. El proyectista deberá estudiar, para dicha zona, la manera de instalar el cable de forma que se evite su movimiento.

4.7 Conversiones aéreo-subterráneas

Tanto en el caso de un cable subterráneo intercalado en una línea aérea, como de un cable subterráneo de unión entre una línea aérea y una instalación transformadora se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- a. Cuando el cable subterráneo esté destinado a alimentar un centro de transformación de cliente se instalará un seccionador ubicado en el propio poste de la conversión aéreo subterránea, en uno próximo o en el centro de transformación siempre que el seccionador sea una unidad funcional y de transporte separada del transformador. En cualquier caso el seccionador quedará a menos de 50 m de la conexión aéreo subterránea.
- b. Cuando el cable esté intercalado en una línea aérea, no será necesario instalar un seccionador.
- c. El cable subterráneo en el tramo aéreo de subida hasta la línea aérea irá protegido con un tubo o canal cerrado de material sintético, de cemento y derivados, o metálicos con la suficiente resistencia mecánica. El interior de los tubos o canales será liso para facilitar la instalación o sustitución del cable o circuito averiado. El tubo o canal se obturará por la parte superior para evitar la entrada de agua, y se empotrará en la cimentación del apoyo, sobresaliendo 2,5 m por encima del nivel del terreno.

El diámetro del tubo será como mínimo de 1,5 veces el diámetro del cable o el de la terna de cables si son unipolares y, en el caso de canal cerrado su anchura mínima será de 1,8 veces el diámetro del cable.

- d. Si se instala un solo cable unipolar por tubo o canal, éstos deberán ser de plástico o metálico de material no ferromagnético, a fin de evitar el calentamiento producido por las corrientes inducidas.

- e. Cuando deban instalarse protecciones contra sobretensiones mediante pararrayos autoválvulas o descargadores, la conexión será lo más corta posible y sin curvas pronunciadas, garantizándose el nivel de aislamiento del elemento a proteger.

4.8 Ensayos eléctricos después de la instalación

Una vez que la instalación ha sido concluida, es necesario comprobar que el tendido del cable y el montaje de los accesorios (empalmes, terminales, etc.) se ha realizado correctamente, para lo cual serán de aplicación los ensayos especificados al efecto en las normas correspondientes y según se establece en la [ITC-LAT 05](#).

4.9 Sistema de puesta a tierra

Las pantallas metálicas de los cables se conectarán a tierra, por lo menos en una de sus cajas terminales extremas. Cuando no se conecten ambos extremos a tierra, el proyectista deberá justificar en el extremo no conectado que las tensiones provocadas por el efecto de las faltas a tierra o por inducción de tensión entre la tierra y pantalla, no producen una tensión de contacto aplicada superiores al valor indicado en la [ITC-LAT 07](#), salvo que en este extremo la pantalla esté protegida por envolvente metálica puesta a tierra o sea inaccesible. Asimismo, también deberá justificar que el aislamiento de la cubierta es suficiente para soportar las tensiones que pueden aparecer en servicio o en caso de defecto.

Condiciones especiales de la instalación de puesta a tierra en galerías visitables

Se dispondrá una instalación de puesta a tierra única, accesible a lo largo de toda la galería, formada por el tipo y número de electrodos que el proyectista de la galería juzgue necesarios. Se dimensionará para la máxima corriente de defecto (defecto fase-tierra) que se prevea poder evacuar. El valor de la resistencia global de puesta a tierra de la galería debe ser tal que, durante la evacuación de un defecto, no se supere un cierto valor de tensión de defecto establecido por el proyectista. Además, las tensiones de contacto que puedan aparecer tanto en el interior de la galería como en el exterior (si hay transferencia de potencial debido a tubos u otros elementos metálicos que salgan al exterior), no deben superar los valores admisibles de tensión de contacto aplicada según la [ITC-LAT 07](#).

4.10 Planos de situación

Las empresas propietarias de los cables, una vez canalizados éstos, deberán disponer de planos de situación de los mismos en los que figuren las cotas y referencias suficientes para su posterior identificación. Estos planos deben servir tanto para la identificación de posibles averías en los cables, como para poder señalarlos frente a obras de terceros.

4.11 Petición de información sobre los servicios eléctricos

Cualquier contratista de obras que tenga que realizar trabajos de proyecto o construcción en vías públicas (calles, carreteras, etc.) estará obligado a solicitar a la empresa eléctrica (o empresas) que distribuya en aquella zona, así como a los posibles propietarios de servicios, la situación de sus instalaciones enterradas, con una antelación de 30 días antes de iniciar sus trabajos. Asimismo, la empresa eléctrica (o empresas) y los demás propietarios de servicios facilitarán estos datos en un plazo de 20 días. En aquellas zonas donde existan empresas dedicadas a la recogida de datos información y coordinación de servicios, serán estas las encargadas de aportar estos datos.

El contratista deberá comunicar el inicio de las obras a las empresas afectadas con una antelación mínima de 24 h.

En el caso de que las obras afecten, por proximidad o por incidencia directa, a canalizaciones eléctricas, el contratista de obras notificará a la empresa eléctrica afectada o al propietario de los servicios el inicio de las obras, con objeto de poder comprobar sobre el terreno las posibles incidencias. Se realizará conjuntamente el replanteo, para evitar posibles accidentes y desperfectos.

5. CRUZAMIENTOS, PROXIMIDADES Y PARALELISMOS

5.1 Condiciones generales

Los cables subterráneos enterrados directamente en el terreno deberán cumplir los requisitos señalados en el presente apartado y las condiciones que pudieran imponer otros órganos competentes de la Administración, como consecuencia de disposiciones legales, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos de A.T

Conforme a lo establecido en el [artículo 162 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre](#), para las líneas subterráneas se prohíbe la plantación de árboles y construcción de edificios e instalaciones industriales en la franja definida por la zanja donde van alojados los conductores, incrementada a cada lado en una distancia mínima de seguridad igual a la mitad de la anchura de la canalización. Estos requisitos no serán de aplicación a cables dispuestos en galerías. En dichos casos, la disposición de los cables se hará a criterio de la empresa que los explote; sin embargo,

para establecer las intensidades admisibles en dichos cables, deberán aplicarse, cuando corresponda, los factores de corrección definidos en el capítulo 6 de la presente instrucción.

Para cruzar zonas en las que no sea posible o suponga graves inconvenientes y dificultades la apertura de zanjas (cruces de ferrocarriles, carreteras con gran densidad de circulación, etc.), pueden utilizarse máquinas perforadoras *topo* de tipo impacto, hincadora de tuberías o taladradora de barrena. En estos casos se prescindirá del diseño de zanja prescrito anteriormente puesto que se utiliza el proceso de perforación que se considere más adecuado. La adopción de este sistema precisa, para la ubicación de la maquinaria, zonas amplias despejadas a ambos lados del obstáculo a atravesar.

5.2 Cruzamientos

A continuación se fijan, para cada uno de los casos indicados, las condiciones a que deben responder los cruzamientos de cables subterráneos de A.T

5.2.1 Calles y carreteras

Los cables se colocarán en canalizaciones entubadas hormigonadas en toda su longitud. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie no será inferior a 0,6 metros. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

5.2.2 Ferrocarriles

Los cables se colocarán en canalizaciones entubadas hormigonadas, perpendiculares a la vía siempre que sea posible. La parte superior del tubo más próximo a la superficie quedará a una profundidad mínima de 1,1 metros respecto de la cara inferior de la traviesa. Dichas canalizaciones entubadas rebasarán las vías férreas en 1,5 metros por cada extremo.

5.2.3 Otros cables de energía eléctrica

Siempre que sea posible, se procurará que los cables de alta tensión discurran por debajo de los de baja tensión.

La distancia mínima entre un cable de energía eléctrica de A.T y otros cables de energía eléctrica será de 0,25 metros. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a 1 metro. Cuando no puedan respetarse estas distancias, el cable instalado más recientemente se dispondrá separado mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

5.2.4 Cables de telecomunicación

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 metros. La distancia del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable de energía como del cable de telecomunicación, será superior a 1 metro. Cuando no puedan respetarse estas distancias, el cable instalado más recientemente se dispondrá separado mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

5.2.5 Canalizaciones de agua

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y canalizaciones de agua será de 0,2 metros. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua, o de los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otros a una distancia superior a 1 metro del cruce. Cuando no puedan mantenerse estas distancias, la canalización más reciente se dispondrá separada mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

5.2.6 Canalizaciones de gas

En los cruces de líneas subterráneas de A.T con canalizaciones de gas deberán mantenerse las distancias mínimas que se establecen en la tabla 3. Cuando por causas justificadas no puedan mantenerse estas distancias, podrá reducirse mediante colocación de una protección suplementaria, hasta los mínimos establecidos en dicha tabla 3. Esta protección suplementaria, a colocar entre servicios, estará constituida por materiales preferentemente cerámicos (baldosas, rasillas, ladrillos, etc.).

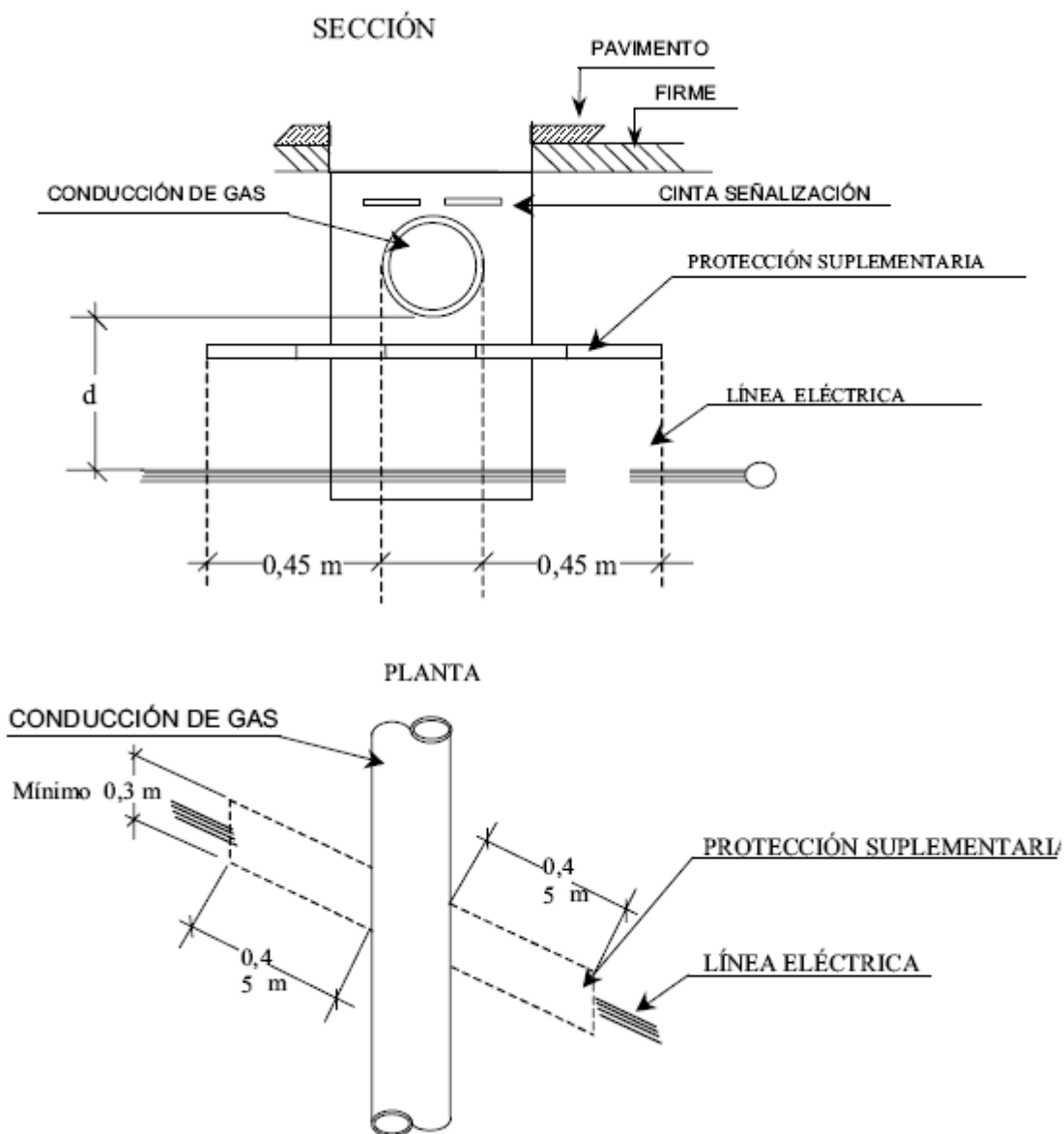
En los casos en que no se pueda cumplir con la distancia mínima establecida con protección suplementaria y se considere necesario reducir esta distancia, se pondrá en conocimiento de la empresa propietaria de la conducción de gas, para que indique las medidas a aplicar en cada caso.

Tabla 3. Distancias en cruzamientos con canalizaciones de gas

	Presión de la instalación de gas	Distancia mínima (d) sin protección suplementaria	Distancia mínima (d) con protección suplementaria
Canalizaciones y acometidas	En alta presión >4 bar	0,40 m	0,25 m
	En media y baja presión \leq 4 bar	0,40 m	0,25 m
Acometida interior*	En alta presión >4 bar	0,40 m	0,25 m
	En media y baja presión \leq 4 bar	0,40 m	0,25 m

* Acometida interior: Es el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de acometida de la compañía suministradora (sin incluir ésta) y la válvula de seccionamiento existente en la estación de regulación y medida. Es la parte de acometida propiedad del cliente.

La protección suplementaria garantizará una mínima cobertura longitudinal de 0,45 metros a ambos lados del cruce y 0,30 metros de anchura centrada con la instalación que se pretende proteger, de acuerdo con la figura adjunta.



En el caso de línea subterránea de alta tensión con canalización entubada, se considerará como protección suplementaria el propio tubo, no siendo de aplicación las coberturas mínimas indicadas anteriormente. Los tubos estarán constituidos por materiales con adecuada resistencia mecánica, una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

5.2.7 Conducciones de alcantarillado

Se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado. No se admitirá incidir en su interior. Se admitirá incidir en su pared (por ejemplo, instalando tubos), siempre que se asegure que ésta no ha quedado debilitada. Si no es posible, se pasará por debajo, y los cables se dispondrán separados mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

5.2.8 Depósitos de carburante

Los cables se dispondrán separados mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm. Los tubos distarán, como mínimo, 1,20 metros del depósito. Los extremos de los tubos rebasarán al depósito, como mínimo, 2 metros por cada extremo.

5.3 Proximidades y paralelismos

Los cables subterráneos de A.T deberán cumplir las condiciones y distancias de proximidad que se indican a continuación, procurando evitar que queden en el mismo plano vertical que las demás conducciones.

5.3.1 Otros cables de energía eléctrica

Los cables de alta tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión, manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,25 metros. Cuando no pueda respetarse esta distancia la conducción más reciente se dispondrá separada mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

En el caso que un mismo propietario canalice a la vez varios cables de A.T del mismo nivel de tensiones, podrá instalarlos a menor distancia, pero los mantendrá separados entre sí con cualquiera de las protecciones citadas anteriormente.

5.3.2 Cables de telecomunicación

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 metros. Cuando no pueda mantenerse esta distancia, la canalización más reciente instalada se dispondrá separada mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

5.3.3 Canalizaciones de agua

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de agua será de 0,20 metros. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de agua será de 1 metro. Cuando no puedan mantenerse estas distancias, la canalización más reciente se dispondrá separada mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

Se procurará mantener una distancia mínima de 0,20 metros en proyección horizontal y, también, que la canalización de agua quede por debajo del nivel del cable eléctrico.

Por otro lado, las arterias importantes de agua se dispondrán alejadas de forma que se aseguren distancias superiores a 1 metro respecto a los cables eléctricos de alta tensión.

5.3.4 Canalizaciones de gas

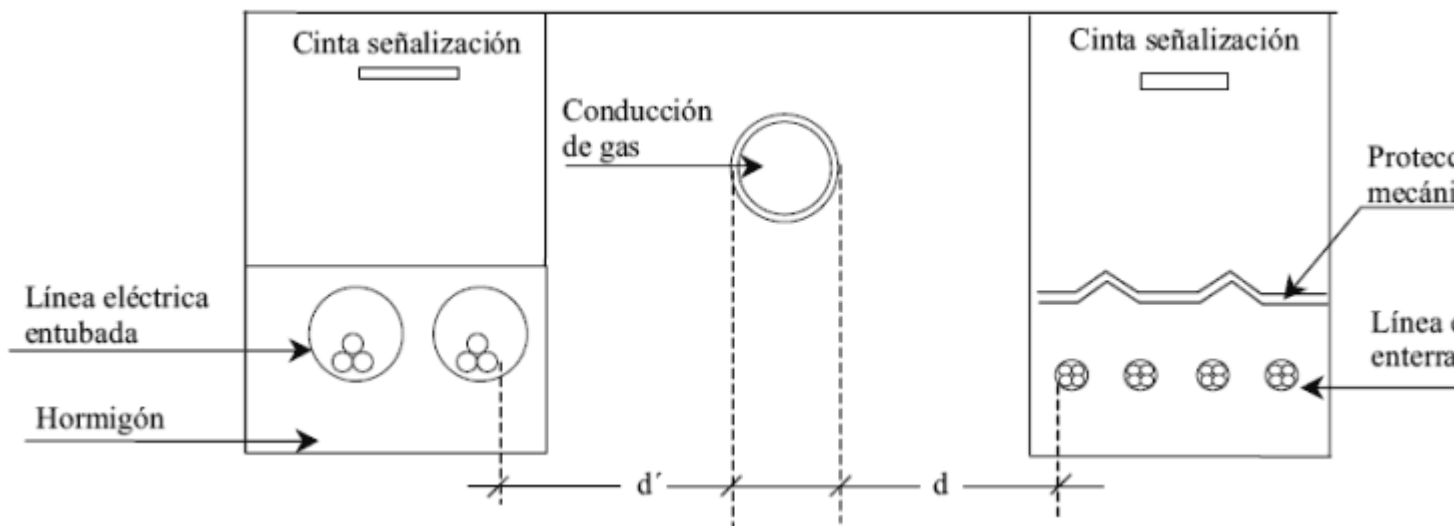
En los paralelismos de líneas subterráneas de A.T con canalizaciones de gas deberán mantenerse las distancias mínimas que se establecen en la tabla 4. Cuando por causas justificadas no puedan mantenerse estas distancias, podrán reducirse mediante la colocación de una protección suplementaria hasta las distancias mínimas establecidas en dicha tabla 4. Esta protección suplementaria a colocar entre servicios estará constituida por materiales preferentemente cerámicos (baldosas, rasillas, ladrillo, etc.) o por tubos de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

Tabla 4. Distancias en paralelismos con canalizaciones de gas

	Presión de la instalación de gas	Distancia mínima (d) sin protección suplementaria	Distancia mínima (d) con protección suplementaria
Canalizaciones y acometidas	En alta presión >4 bar	0,40 m	0,25 m
	En media y baja presión ≤ 4 bar	0,25 m	0,15 m
Acometida interior*	En alta presión >4 bar	0,40 m	0,25 m
	En media y baja presión ≤ 4 bar	0,20 m	0,10 m

* Acometida interior: Es el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de acometida de la compañía suministradora (sin incluir ésta), y la válvula de seccionamiento existente en la estación de regulación y medida. Es la parte de acometida propiedad del cliente.

Sección (Zona de Ocupación de Canalizaciones).



La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de gas será de 1 metro.

5.4 Acometidas (conexiones de servicio)

En el caso de que alguno de los dos servicios que se cruzan o discurren paralelos sea una acometida o conexión de servicio a un edificio, deberá mantenerse entre ambos una distancia mínima de 0,30 metros. Cuando no pueda respetarse esta distancia, la conducción más reciente se dispondrá separada mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

La entrada de las acometidas o conexiones de servicio a los edificios, tanto cables de B.T como de A.T en el caso de acometidas eléctricas, deberá taponarse hasta conseguir su estanqueidad.

6. INTENSIDADES ADMISIBLES

6.1 Intensidades máximas permanentes en los conductores

Para cada instalación, dependiendo de sus características, configuración, condiciones de funcionamiento, tipo de aislamiento, etc., el proyectista justificará y calculará según la Norma UNE 21144 la intensidad máxima permanente admisible del conductor, con el fin de no superar su temperatura máxima asignada. Se permitirán otros valores de intensidad máxima permanentes admisibles siempre que correspondan con valores actualizados y publicados en las normas EN y CEI aplicables. En su defecto se aplicarán las tablas de intensidades máximas admisibles recogidas en este apartado.

Si se prevén condiciones de instalación o tipo de cables distintos a los indicados en este capítulo, éstas deberán estar justificadas por el proyectista con el fin de no superar la temperatura máxima asignada al conductor.

En este capítulo no se contemplan las tensiones asignadas superiores a 18/30 kV ni los cables submarinos, ya que su diseño puede ser muy específico y para un proyecto concreto.

En la tabla 5 se dan las temperaturas máximas admisibles en el conductor según los tipos de aislamiento

En la tabla 6 se indican las intensidades máximas permanentes admisibles en los diferentes tipos de cables en las condiciones tipo de instalación enterrada indicadas en el apartado 6.1.2.1. En las condiciones especiales de instalación enterradas indicadas en el apartado 6.1.2.2., se aplicarán los coeficientes de corrección o valores que correspondan, según las tablas 7 a 12 Dichos coeficientes se indican para cada condición que pueda diferenciar la instalación considerada de la instalación tipo.

En la tabla 13 se indican las intensidades máximas permanentes admisibles en los diferentes tipos de cables con aislamiento seco en las condiciones tipo de instalación al aire indicadas en el apartado 6.1.3.1. En las condiciones especiales de instalación indicadas en el apartado 6.1.3.2. se aplicarán los coeficientes de corrección que correspondan, tablas 14 a 24 Dichos coeficientes se indican para cada condición que pueda diferenciar la instalación considerada de la instalación tipo.

Para cualquier otro tipo de cable u otro sistema no contemplado en este capítulo, así como para cables que no figuran en las tablas anteriores, deberá consultarse la Norma UNE 20435 o calcularse según la Norma UNE 21144.

6.1.1 Temperatura máxima admisible

Las intensidades máximas admisibles en servicio permanente dependen en cada caso de la temperatura máxima que el aislante pueda soportar, sin alteraciones de sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. Esta temperatura es función del tipo de aislamiento y del régimen de carga. En cables con aislamiento de papel impregnado, depende también de la tensión.

Para cables sometidos a ciclos de carga, las intensidades máximas admisibles podrán ser superiores a las correspondientes en servicio permanente.

Las temperaturas máximas admisibles de los conductores, en servicio permanente y en cortocircuito, para cada tipo de aislamiento se especifican en la tabla 5.

Tabla 5. Cables aislados con aislamiento seco
Temperatura máxima, en °C, asignada al conductor

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito Occ ($t \leq 5s$)
Policloruro de vinilo (PVC)*		
$S \leq 300 \text{ mm}^2$	70	160
$S > 300 \text{ mm}^2$	70	140
Polietileno reticulado(XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250
Etileno Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_o/U \leq 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_o/U > 18/30 \text{ kV}$	250

* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

6.1.2 Condiciones de instalación enterrada 6.1.2.1 Condiciones tipo de instalación directamente enterrada

A los efectos de determinar la intensidad máxima admisible, se considerará una instalación tipo con cables de aislamiento seco hasta 18/30 kV formada por un terno de cables unipolares directamente enterrado en toda su longitud a 1 metro de profundidad (medido hasta la parte superior del cable), en un terreno de resistividad térmica media de 1,5 K.m/W, con una temperatura ambiente del terreno a dicha profundidad de 25 °C y con una temperatura del aire ambiente de 40 °C.

Tabla 6. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

6.1.2.2 Condiciones especiales de instalación enterrada y coeficientes de corrección de la intensidad admisible

La intensidad admisible de un cable, determinada por las condiciones de instalación enterrada cuyas características se han especificado en el apartado 6.1.2.1, deberá corregirse teniendo en cuenta cada una de las magnitudes de la instalación real que difieran de aquéllas, de forma que el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada no dé lugar a una temperatura, en el conductor, superior a la prescrita en la tabla 5. A continuación, se exponen algunos casos particulares de instalación, cuyas características afectan al valor máximo de la intensidad admisible, indicando los coeficientes de corrección a aplicar.

6.1.2.2.1 Cables enterrados directamente en terrenos cuya temperatura sea distinta de 25 °C

En la tabla 7 se indican los factores de corrección F , de la intensidad admisible para temperaturas del terreno θ_t , distintas de 25 °C, en función de la temperatura máxima asignada al conductor θ_s , (tabla 5).

Tabla 7. Factor de corrección, F , para temperatura del terreno distinta de 25 °C

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

El factor de corrección para otras temperaturas del terreno distintas de las de la tabla, será:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}}$$

6.1.2.2.2 Cables enterrados directamente en terreno de resistividad térmica distinta de 1,5 K.m/W

En la tabla 8 se indican, para distintas resistividades térmicas del terreno, los correspondientes factores de corrección de la intensidad admisible.

Tabla 8. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K.m/W

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W							
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3	
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75	
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75	
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74	
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74	
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74	
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73	
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73	
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73		
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83	
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83	
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83	
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82	
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82	
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82	
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82	
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82	
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

La resistividad térmica del terreno depende del tipo de terreno y de su humedad, aumentando cuando el terreno está más seco. La tabla 9 muestra valores de resistividades térmicas del terreno en función de su naturaleza y grado de humedad.

Tabla 9. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad

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

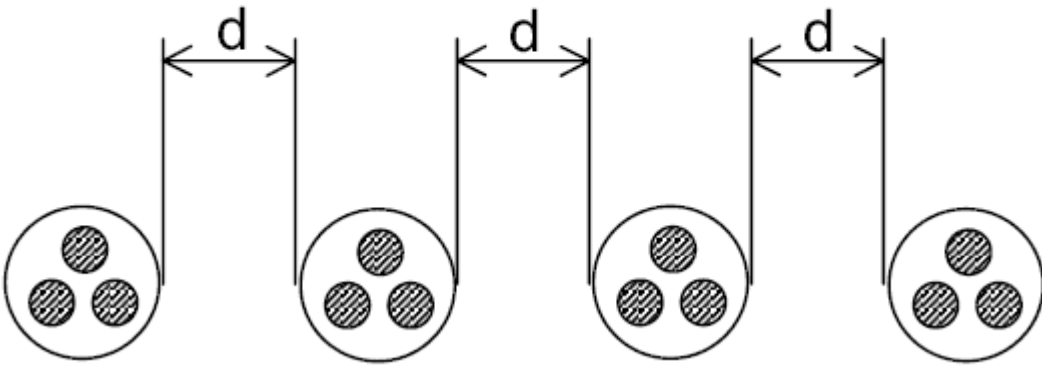
3,00	De piedra granítica
------	---------------------

6.1.2.2.3 Cables tripolares o ternos de cables unipolares agrupados bajo tierra

En la tabla 10 se indican los factores de corrección que se deben aplicar, según el número de cables tripolares o de ternos de cables unipolares y la distancia entre ternos o cables tripolares.

Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares

Tipo de instalación		Factor de corrección									
		Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja								
	2		3	4	5	6	7	8	9	10	
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42	
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55	
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65	
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-	
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-	
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49	
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58	
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68	
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-	
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-	



6.1.2.2.4 Cables directamente enterrados en zanja a diferentes profundidades.

En la tabla 11 se indican los factores de corrección que deben aplicarse para profundidades de instalación distintas de 1 metro (cables con aislamiento seco hasta 18/30 kV)

Tabla 11. Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1 m

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 mm ²	> 185 mm ²	≤ 185 mm ²	> 185 mm ²

0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

6.1.2.2.5 Cables enterrados en zanja en el interior de tubos o similares

No deberá instalarse más de un cable tripolar por tubo o más de un sistema de tres unipolares por tubo. La relación de diámetros entre tubo y cable o conjunto de tres unipolares no será inferior a 1,5. En el caso de instalar un cable unipolar por tubo, el tubo deberá ser de material amagnético.

Tubos de corta longitud: Se entiende por corta longitud, canalizaciones tubulares que no superen longitudes de 15 m (cruzamientos de caminos, carreteras, etc.). En este caso, si el tubo se rellena con aglomerados especiales, no será necesario aplicar coeficiente de corrección de intensidad alguno.

Tubos de gran longitud: En el caso de una línea con un terno de cables unipolares por el mismo tubo, se utilizarán los valores de intensidades indicados en la tabla 12, calculados para una resistividad térmica del tubo de 3,5 K.m/W y para un diámetro interior del tubo superior a 1,5 veces del diámetro equivalente de la terna de cables unipolares.

Tabla 12. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV tubo

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Si se trata de una agrupación de tubos, la intensidad admisible dependerá del tipo de agrupación empleado y variará para cada cable o terno según esté colocado en un tubo central o periférico. Cada caso deberá estudiarse individualmente por el proyectista. Además se tendrán en cuenta los coeficientes aplicables en función de la temperatura y resistividad térmica del terreno y profundidad de la instalación.

6.1.3 Condiciones de instalación al aire

6.1.3.1 Condiciones tipo de instalación al aire

A los efectos de determinar la intensidad máxima admisible, se considerará una instalación tipo con cables de aislamiento seco hasta 18/30 kV, formada por un terno de cables unipolares, agrupados en contacto, con una

colocación tal que permita una eficaz renovación de aire, protegidos del sol, siendo la temperatura del medio ambiente de 40 °C. Por ejemplo, con el cable colocado sobre bandejas o fijado a una pared, etc.

Tabla 13. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV instalados al aire

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	140	110	155	120	160	125
35	170	130	185	145	195	150
50	205	155	220	170	230	180
70	255	195	275	210	295	225
95	310	240	335	255	355	275
120	355	275	385	295	410	320
150	405	315	435	335	465	360
185	465	360	500	385	535	415
240	550	425	590	455	630	495
300	630	490	680	520	725	565
400	740	570	790	610	840	660

6.1.3.2 Condiciones especiales de instalación al aire y coeficientes de corrección de la intensidad admisible

La intensidad admisible de un cable, determinada por las condiciones de instalación al aire cuyas características se han especificado en el apartado 6.1.3.1, deberá corregirse teniendo en cuenta cada una de las magnitudes de la instalación real que difieran de aquellas, de forma que el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada no dé lugar a una temperatura, en el conductor, superior a la prescrita en la tabla 5. A continuación, se exponen algunos casos particulares de instalación, cuyas características afectan al valor máximo de la intensidad admisible, indicando los coeficientes de corrección a aplicar.

6.1.3.2.1 Cables instalados al aire en ambientes de temperatura distinta de 40 °C

En la tabla 14 se indican los factores de corrección, F, de la intensidad admisible para temperaturas del aire ambiente, θ_a , distintas de 40 °C, en función de la temperatura máxima de servicio, θ_s , (tabla 5).

Tabla 14. Factor de corrección, F, para temperatura del aire distinta de 40 °C

Temperatura de servicio, θ_s , en °C	Temperatura ambiente, θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
105	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83
90	1,27	1,23	1,18	1,14	1,10	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,78
70	1,41	1,35	1,29	1,23	1,16	1,08	1	0,91	0,82	0,71	0,58
65	1,48	1,41	1,34	1,27	1,18	1,10	1	0,89	0,78	0,63	0,45

El factor de corrección para otras temperaturas del aire distintas de la tabla, será:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_a}{\theta_s - 40}}$$

6.1.3.2.2 Cables instalados al aire en canales o galerías

Se observa que, en ciertas condiciones de instalación (en canales, galerías, etc.), el calor disipado por los cables no puede difundirse libremente y provoca un aumento de la temperatura del aire.

La magnitud de este aumento depende de muchos factores y debe ser determinado en cada caso como estimación aproximada. Debe tenerse en cuenta que la sobreelevación de temperatura es del orden de 15 K. La intensidad admisible en las condiciones de régimen deberá, por tanto, reducirse con los coeficientes de la tabla 14.

6.1.3.2.3 Cables tripolares o ternos de cables unipolares instalados al aire y agrupados

En las tablas 15 a 20, los ternos de cables unipolares se refieren a tres cables juntos. En las tablas 21 a 24, los ternos de cables unipolares se refieren a tres cables separados un diámetro entre sí.

Tabla 15. Cables tripolares o ternos de cables unipolares tendidos sobre bandejas continuas (la circulación del aire es restringida), con separación entre cables igual a un diámetro d

Factor de corrección					
Número de Bandejas	Número de cables tripolares o ternos unipolares				
	1	2	3	6	9
1	0,95	0,90	0,88	0,85	0,84
2	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80
3	0,88	0,83	0,81	0,79	0,78
6	0,86	0,81	0,79	0,77	0,76

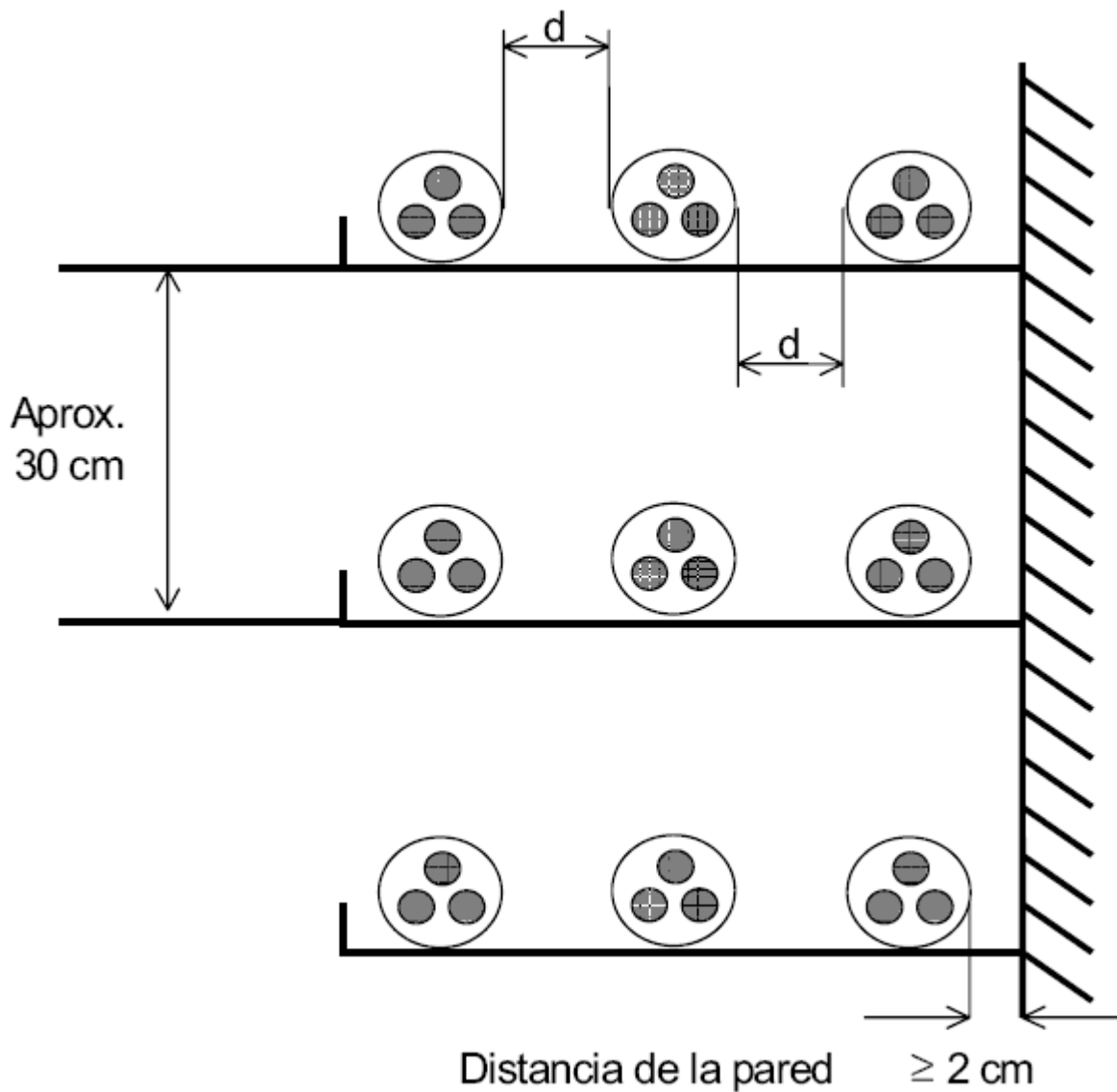


Tabla 16. Cables tripolares o ternos de cables unipolares tendidos sobre bandejas perforadas, con separación entre cables igual a un diámetro d

Número de Bandejas	Factor de corrección				
	Número de cables tripolares o ternos unipolares				
	1	2	3	6	9
1	1	0,98	0,96	0,93	0,92
2	1	0,95	0,93	0,90	0,73
3	1	0,94	0,92	0,89	0,69
6	1	0,93	0,90	0,87	0,86

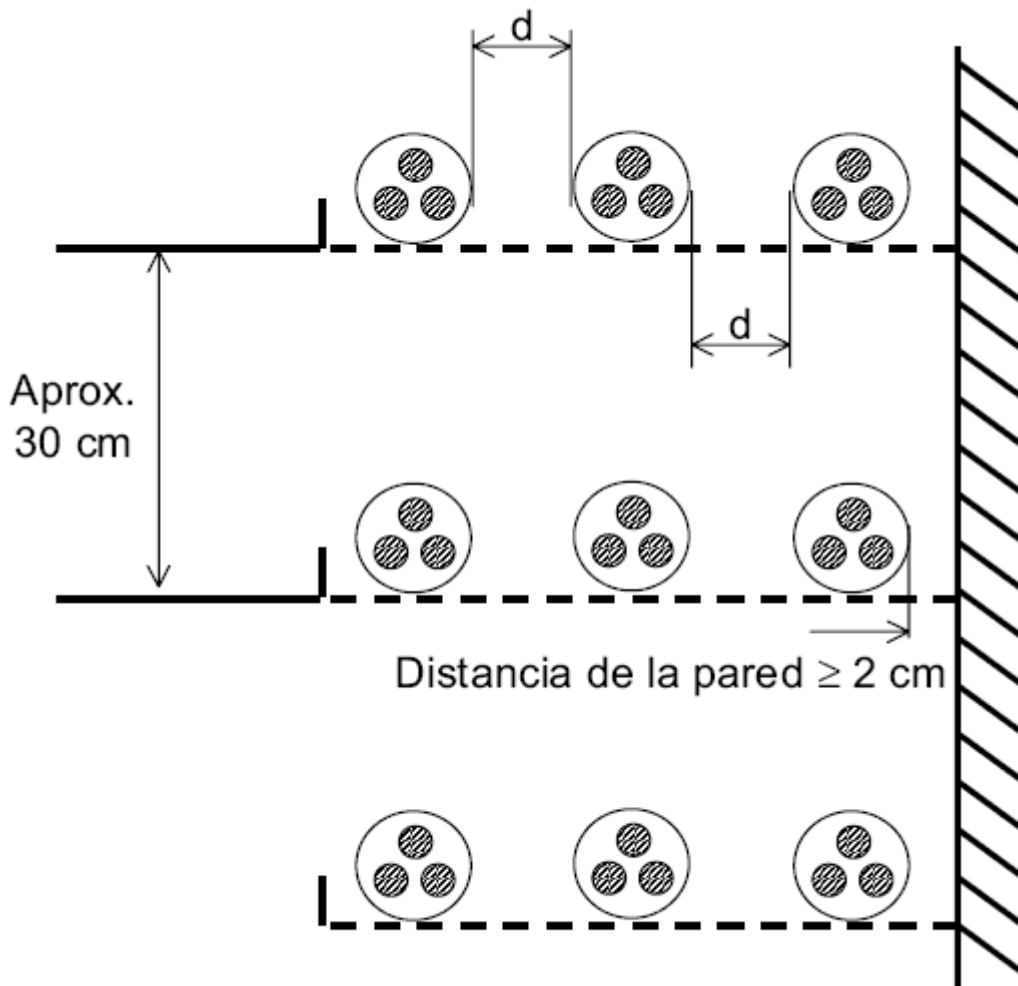


Tabla 17. Cables tripolares o ternos de cables unipolares tendidos sobre estructuras o sobre la pared, con separación entre cables igual a un diámetro d

Nº de cables o ternos	Factor de Corrección
1	1
2	0,93
3	0,90
6	0,87
9	0,86

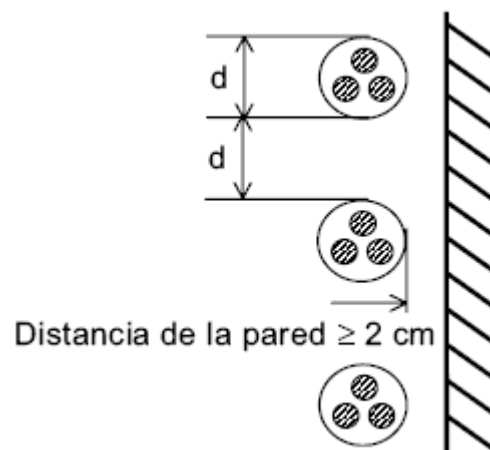


Tabla 18. Cables tripolares o ternos de cables unipolares en contacto entre sí y con la pared, tendido sobre bandejas continuas o perforadas (la circulación de aire es restringida)

Factor de corrección			
Número de bandejas	Número de cables o ternos		
	2	3	6

1	0,84	0,80	0,75	0,73
2	0,80	0,76	0,71	0,69
3	0,78	0,74	0,70	0,68
6	0,76	0,72	0,68	0,66

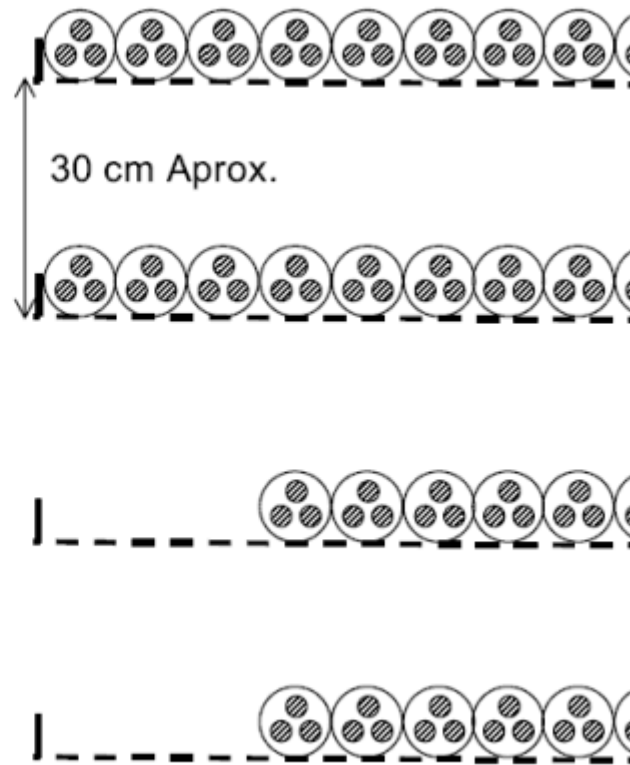
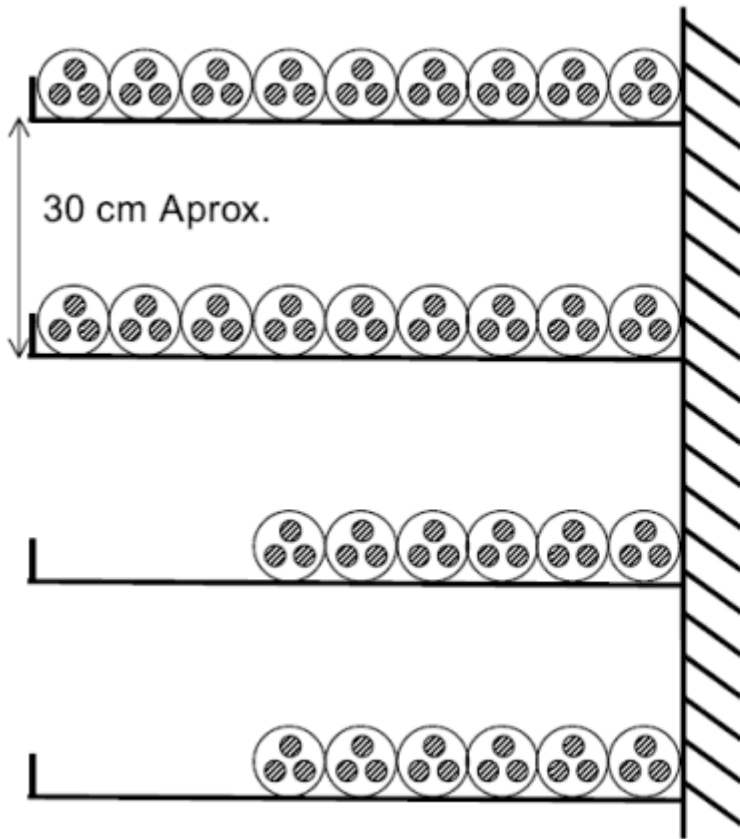


Tabla 19. Cables secos, tripolares o ternos de cables unipolares, en contacto entre sí, dispuestos sobre estructura o sobre pared

N.º de cables o ternos	Factor de Corrección
1	0,95
2	0,78
3	0,73
6	0,68
9	0,66

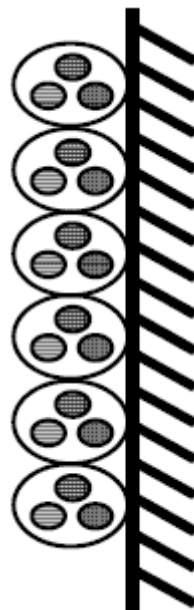


Tabla 20. Agrupación de cables tripolares o ternos de cables unipolares, con una separación inferior a un diámetro y superior a un cuarto de diámetro, suponiendo su instalación sobre bandeja perforada (el aire puede circular libremente entre los cables)

Factor de corrección				
Número de Bandejas	Número de cables colocados en horizontal			
	1	2	3	>3
1	1,00	0,93	0,87	0,83
2	0,89	0,83	0,79	0,75
3	0,80	0,76	0,72	0,69
>3	0,75	0,70	0,66	0,64

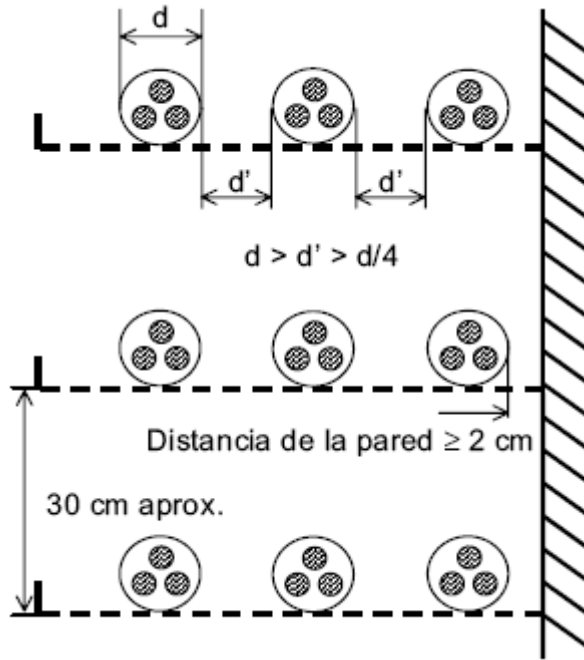


Tabla 21. Cables unipolares, tendidos sobre bandejas continuas (la circulación de aire es restringida) con separación entre cables igual a un diámetro d

Factor de corrección			
Número de Bandejas	Número de ternos		
	1	2	3
1	0,92	0,89	0,88
2	0,87	0,84	0,83
3	0,84	0,82	0,81
6	0,82	0,80	0,79

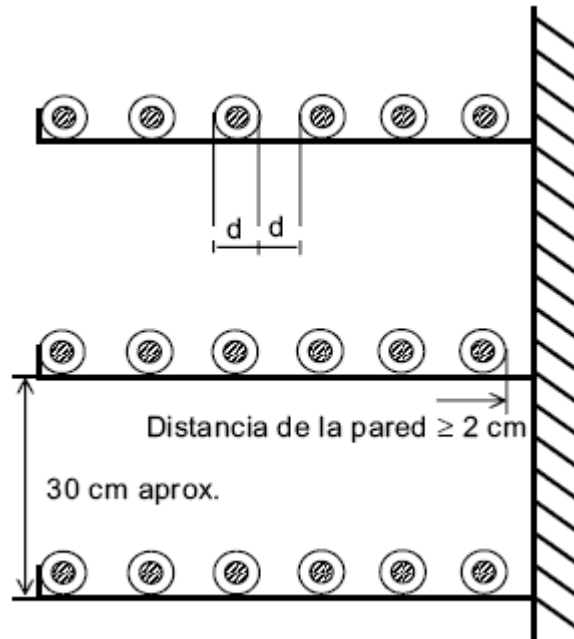


Tabla 22. Cables unipolares tendidos sobre bandejas perforadas con separación entre cables igual a un diámetro d

Factor de corrección			
Número de Bandejas	Número de ternos		
	1	2	3
1	1	0,97	0,96
2	0,97	0,94	0,93
3	0,96	0,93	0,92
6	0,94	0,91	0,90

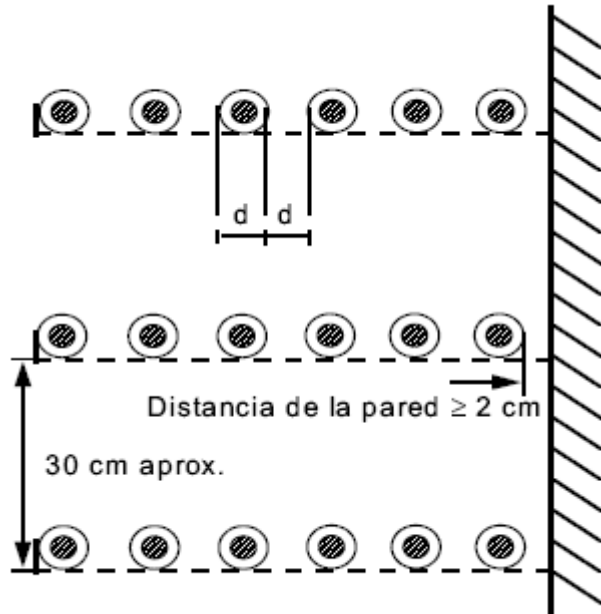


Tabla 23. Cables unipolares tendidos sobre estructura o sobre pared, unos sobre otros, con separación entre cables igual a un diámetro d

Nº de ternos	Factor de Corrección
2	0,91
3	0,89

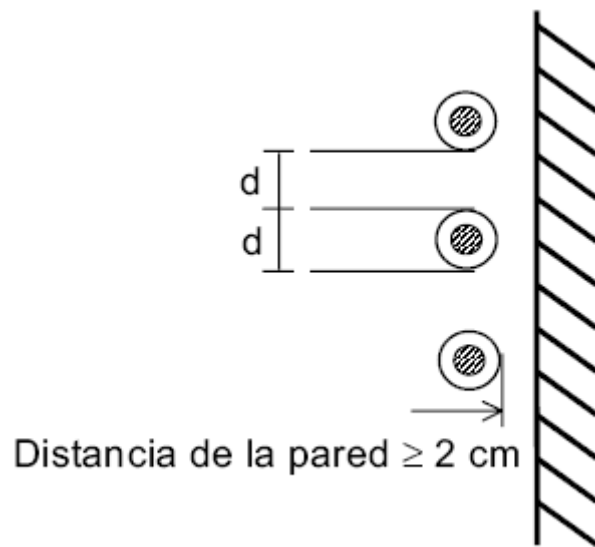
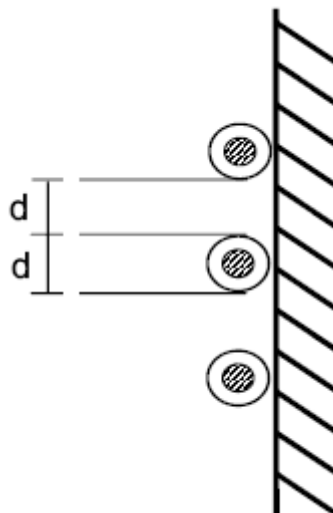


Tabla 24. Cables unipolares tendidos sobre estructura o sobre pared, unos sobre otros, con separación entre cables igual a un diámetro d

N.º de ternos	Factor de Corrección
2	0,86
3	0,84



6.1.3.2.4 Cables expuestos directamente al sol

El coeficiente de corrección que deberá aplicarse en un cable expuesto al sol es muy variable. Se recomienda 0,9.

6.2 Intensidades de cortocircuito máximas admisibles en los conductores

Las intensidades máximas de cortocircuito admisibles en los conductores se calcularán de acuerdo con la Norma UNE 21192, siendo válido el cálculo aproximado de las densidades de corriente que se indica a continuación.

Estas densidades de corriente se calculan de acuerdo con las temperaturas especificadas en la tabla 5, considerando como temperatura inicial, θ_i , la máxima asignada al conductor para servicio permanente, θ_s , y como temperatura final la máxima asignada al conductor para cortocircuitos de duración inferior a 5 segundos, θ_{cc} . En el cálculo se considera que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores, ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación de calor y la duración del proceso es relativamente corta (proceso adiabático).

En estas condiciones:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$$

en donde,

I_{cc} : corriente de cortocircuito, en amperios.

S: sección del conductor, en mm^2 .

K: coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito.

t_{cc} : duración del cortocircuito, en segundos.

Si se desea conocer la intensidad de corriente de cortocircuito para un valor de t_{cc} , distinto de los tabulados, se aplica la fórmula anterior. K coincide con el valor de densidad de corriente tabulado para $t_{cc} = 1$ s, para los distintos tipos de aislamiento.

Si, por otro lado, interesa conocer la densidad de corriente de cortocircuito correspondiente a una temperatura inicial θ_i diferente a la máxima asignada al conductor para servicio permanente θ_s , basta multiplicar el correspondiente valor de la tabla por el factor de corrección,

$$\sqrt{\frac{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_s + \beta}\right)}}$$

donde $\beta = 235$ para el cobre y $\beta = 228$ para el aluminio.

En las tablas 25 y 26 se indican las densidades máximas admisibles de la corriente de cortocircuito en los conductores, de cobre y de aluminio respectivamente, de los cables aislados con diferentes materiales, en función de los tiempos de duración del cortocircuito.

Tabla 25. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm², para conductores de cobre

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección ≤ 300 mm ²	90	363	257	210	162	148	115	93	81	72	66
sección > 300 mm ²	70	325	229	187	145	132	102	83	72	65	59
XLPE, EPR y HEPR $U_0/U > 18/30$ kV	160	452	319	261	202	184	143	116	101	90	82
HEPR $U_0/U \leq 18/30$ kV	145	426	301	246	190	174	135	110	95	85	78

* $\Delta\theta$ es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito.

Tabla 26. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm², para conductores de aluminio

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección ≤ 300 mm ²	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección > 300 mm ²	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U \leq 18/30$ kV	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

* $\Delta\theta$ es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito.

6.3 Intensidades de cortocircuito máximas admisibles en las pantallas de cables de aislamiento seco

Las intensidades de cortocircuito máximas admisibles en las pantallas de los cables de aislamiento seco varían de forma notable con el diseño del cable. Esta variación depende del tipo de cubierta, del diámetro de los hilos de pantalla, de la colocación de estos hilos, etc. Por este motivo no puede usarse una tabla general única.

El cálculo será realizado siguiendo la norma UNE 211003 y aplicando el método indicado en la Norma UNE 21192. Los valores obtenidos no dependerán del tipo de aislamiento, ya que en el cálculo intervienen sólo las capas exteriores de la pantalla. La norma UNE 211435 no será de aplicación para estos cálculos. El dimensionamiento mínimo de la pantalla será tal que permita el paso de una intensidad mínima de 1000 A durante 1 segundo.

7. PROTECCIONES

7.1 Protección contra sobrintensidades

Las líneas deberán estar debidamente protegidas contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos que puedan originar las sobreintensidades susceptibles de producirse en la instalación, cuando éstas puedan dar lugar a averías y daños en las citadas instalaciones.

Las salidas de línea deberán estar protegidas contra cortocircuitos y, cuando proceda, contra sobrecargas. Para ello se colocarán cortacircuitos fusibles o interruptores automáticos, con emplazamiento en el inicio de las líneas. Las características de funcionamiento de dichos elementos corresponderán a las exigencias del conjunto de la instalación de la que el cable forme parte integrante, considerando las limitaciones propias de éste.

En cuanto a la ubicación y agrupación de los elementos de protección de los transformadores, así como los sistemas de protección de las líneas, se aplicará lo establecido en la ITC MIE-RAT 09 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

Los dispositivos de protección utilizados no deberán producir, durante su actuación, proyecciones peligrosas de materiales ni explosiones que puedan ocasionar daños a personas o cosas.

Entre los diferentes dispositivos de protección contra las sobreintensidades pertenecientes a la misma instalación, o en relación con otros exteriores a ésta, se establecerá una adecuada coordinación de actuación para que la parte desconectada en caso de cortocircuito o sobrecarga sea la menor posible.

El proyectista analizará la existencia de fenómenos de ferorresonancias por combinación de las intensidades capacitivas con las magnetizantes de transformadores durante el seccionamiento unipolar de líneas sin carga, en cuyo caso se utilizará de seccionamiento tripolar en lugar de seccionamiento unipolar.

7.1.1 Protección contra cortocircuitos

La protección contra cortocircuito por medio de fusibles o interruptores automáticos se establecerá de forma que la falta sea despejada en un tiempo tal que la temperatura alcanzada por el conductor durante el cortocircuito no exceda de la máxima admisible asignada en cortocircuito.

Las intensidades máximas admisibles de cortocircuito en los conductores y pantallas, correspondientes a tiempos de desconexión comprendidos entre 0,1 y 3 segundos, serán las indicadas en el capítulo 6 de la presente instrucción. Podrán admitirse intensidades de cortocircuito mayores a las indicadas, y a estos efectos el fabricante del cable deberá aportar la documentación justificativa correspondiente.

7.1.2 Protecciones contra sobrecargas

En general, no será obligatorio establecer protecciones contra sobrecargas, si bien es necesario, controlar la carga en el origen de la línea o del cable mediante el empleo de aparatos de medida, mediciones periódicas o bien por estimaciones estadísticas a partir de las cargas conectadas al mismo, con objeto de asegurar que la temperatura del cable no supere la máxima admisible en servicio permanente.

7.2 Protección contra sobretensiones

Los cables deberán protegerse contra las sobretensiones peligrosas, tanto de origen interno como de origen atmosférico, cuando la importancia de la instalación, el valor de las sobretensiones y su frecuencia de ocurrencia así lo aconsejen.

Para ello se utilizarán pararrayos de resistencia variable o pararrayos de óxidos metálicos, cuyas características estarán en función de las probables intensidades de corriente a tierra que puedan preverse en caso de sobretensión o se observará el cumplimiento de las reglas de coordinación de aislamiento correspondientes. Deberá cumplirse también, en lo referente a coordinación de aislamiento y puesta a tierra de los pararrayos, lo indicado en las instrucciones MIERAT 12 y MIE-RAT 13, respectivamente, Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por [Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre](#).

En lo referente a protecciones contra sobretensiones serán de consideración igualmente las especificaciones establecidas por las Normas UNE-EN 60071-1, UNE-EN 60071-2 y UNE-EN 60099-5.

8. ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD

Durante el diseño y la ejecución de la línea, las disposiciones de aseguramiento de la calidad, deben seguir los principios descritos en la norma UNE-EN ISO 9001. Los sistemas y procedimientos, que el proyectista y/o contratista de la instalación utilizarán, para garantizar que los trabajos del proyecto cumplan con los requisitos del mismo, deben ser definidos en el plan de calidad del proyectista y/o del contratista de la instalación para los trabajos del proyecto.

Cada plan de calidad debe presentar las actividades en una secuencia lógica, teniendo en cuenta lo siguiente:

- a. Una descripción del trabajo propuesto y del orden del programa.
- b. La estructura de la organización para el contrato, así como la oficina principal y cualquier otro centro responsables de una parte del trabajo.
- c. Las obligaciones y responsabilidades asignadas al personal de control de calidad del trabajo.
- d. Puntos de control de la ejecución y notificación.
- e. Presentación de los documentos de ingeniería requeridos por las especificaciones del proyecto.
- f. La inspección de los materiales y sus componentes a su recepción.
- g. La referencia a los procedimientos de aseguramiento de la calidad para cada actividad.
- h. Inspección durante la fabricación / construcción.
- i. Inspección final y ensayos.

El plan de garantía de aseguramiento de la calidad, es parte del plan de ejecución de un proyecto o una fase del mismo.