



Proyecto de la evacuación de un Parque Eólico de 100 MW

Máster en Ingeniería Industrial

Autor: Lucas Prado Sendagorta

Director: Arturo Calvo Rodríguez

18 de julio de 2019

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
.....*Proyecto de la evacuación de un parque eólico de 100*
MW..... en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad
Pontificia Comillas en el
curso académico18/19.... es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo: Lucas Prado Sendagorta

Fecha: ...18.../ ...07.../ ...19...

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo: Arturo Calvo Rodríguez

Fecha: ...18.../ ...07.../ ...19...

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

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

El autor D. LUCAS PRADO SENDAGORTA

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: PROYECTO DE EXALCACION DE UN PARQUE SOLILO DE 100MW, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

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

3º. Condiciones de la cesión y acceso

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

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

4º. Derechos del autor.

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

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

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

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

intereses a causa de la cesión.

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

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

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

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

Madrid, a 17 de julio de 2019

ACEPTA

Fdo.....

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

Resumen

El presente proyecto consiste en la evacuación de energía eléctrica de un parque eólico de 100 MW, a través de una subestación transformadora y una línea eléctrica de alta tensión, cuya misión es llevar la energía generada a un centro de seccionamiento propiedad del promotor del parque eólico, para desde ahí verterla en la red de transporte. Este centro de seccionamiento sirve como punto de conexión entre varios parques eólicos, y cuyo alcance queda fuera del proyecto.

La subestación que se diseña en el proyecto es de tipo elevadora, 220/ 30 kV y de tecnología AIS, con el objetivo de elevar la tensión desde las celdas de media tensión a 30 kV, hasta 220 kV, tensión con la cual se conecta con la red de transporte operada por Red Eléctrica de España. Se ha optado por elegir una configuración de barra simple, con dos salidas de línea a 220 kV y dos transformadores, cuya función es elevar la tensión que viene desde el parque a 30 kV. La energía viene de los generadores eólicos, cuya potencia es de 3,83 MW cada uno, a través de cables que colectan esta energía y la llevan a las celdas de media tensión de la subestación. En este proyecto se tienen 27 generadores, y se ha considerado que existen 3 celdas que colectan la energía de 4 molinos, y otras que colectan la energía generada por 5 molinos.

A pesar de que la energía a evacuar es de 100 MW, cada transformador tiene una capacidad de 100 MVA. Se ha optado por esta configuración de dos transformadores con dos salidas de líneas con el objetivo de aumentar la fiabilidad y la flexibilidad de la evacuación de energía, en caso de que algún elemento falle. Esto se debe a que se considera de gran importancia la continuidad de generación de energía y evitar el coste de energía perdida, a través de una mayor inversión. El parque de 220 kV es de tecnología AIS, tipo intemperie, mientras que el parque de media tensión de 30 kV se encuentra en celdas modulares dentro del edificio de control de la subestación. Un elemento clave a comentar también es la arquitectura del sistema de protección de la subestación, en el que se ha considerado un sistema primario y secundario para dar redundancia de coordinación de protecciones.

La línea es de simple circuito y un solo conductor por fase, por lo que se opta

por una configuración en tresbolillo, siempre cumpliendo el reglamento establecido por la normativa vigente en España. La tensión a la que se encuentra la línea es de 220 kV, tiene una longitud de 5.012 metros, y utiliza el conductor LA-380 GULL, siendo su inicio el pórtico de la subestación elevadora del parque eólico hasta llegar al centro de seccionamiento mencionado. También dispone de un cable de comunicación a través de fibra óptica OPGW. El trazado de la línea pasa por los municipios de Aguilón y Villanueva de Huerva, y se han comprobado las tensiones y flechas de cada vano con el objetivo de que el conductor no pase el límite de flecha máxima en ningún caso. Por último, también se propone una tabla de tendido de la línea, con la cual se puede conocer la tensión a la que es necesario instalar el cable en función de la temperatura ambiente.

El sistema de evacuación ha demostrado ser consistente y la topología propuesta es debidamente justificada a través de los cálculos realizados.

Summary

The present project consists of the evacuation of electrical energy from a 100 MW wind farm, through a transformer substation and a high voltage electrical line, whose mission is to take the energy generated to a sectioning substation owned by the promoter of the wind farm, and from there pour it into the transport network. This sectioning substation serves as a connection point between several wind farms, the scope of which is outside the project.

The substation designed in the project is a 220/ 30 kV elevator type and AIS technology substation, with the objective of raising the voltage from the medium voltage cubicles to 30 kV, up to 220 kV, with which it is connected to the transmission grid operated by Red Eléctrica de España. It was decided to choose a single bus configuration, with two 220 kV line outputs and two transformers, whose function is to raise the voltage coming from the park to 30 kV. The energy comes from the wind generators, each with a power of 3.83 MW, through cables that collect this energy and take it to the medium voltage cells of the substation. In this project there are 27 generators, and it has been considered that there are 3 cells that collect the energy from 4 mills, and others that collect the energy generated by 5 mills.

Although the energy to be evacuated is 100 MW, each transformer has a capacity of 100 MVA. This configuration of two transformers with two line feeders has been chosen in order to increase the reliability and flexibility of the energy evacuation, in case any element fails. This is due to the fact that the continuity of energy generation is considered to be of great importance and to avoid the cost of lost energy through greater investment. The 220 kV switchyard is AIS technology, outdoor type, while the 30 kV medium voltage park is located in modular cubicles inside the substation control building. A key element to comment on is also the architecture of the substation protection system, in which a primary and secondary system has been considered to provide redundancy of protection coordination.

The line is simple circuit and only one conductor per phase, so it is opted for a configuration in staggered, always complying with the regulations established by

the regulations in force in Spain. The line has a voltage of 220 kV, a length of 5,012 metres, and uses the LA-380 GULL conductor, starting with the gantry of the wind farm's elevating substation up to the aforementioned sectioning centre. It also has an OPGW fiber optic communication cable. The line runs through the municipalities of Aguilón and Villanueva de Huerva, and the stress and arrows of each span have been checked so that the driver does not exceed the maximum arrows in any case. Finally, a line laying table is also proposed, with which it is possible to know the tension at which it is necessary to install the cable depending on the ambient temperature.

The evacuation system has proven to be consistent and the proposed topology is duly justified through the calculations performed.



Proyecto de la evacuación de un Parque Eólico de 100 MW

Máster en Ingeniería Industrial

Autor: Lucas Prado Sendagorta

Director: Arturo Calvo Rodríguez

18 de julio de 2019

Índice

I Memoria Descriptiva	20
1. Introducción	20
1.1. Antecedentes	21
1.2. Objeto	21
1.3. Alcance	22
1.4. Emplazamiento	22
1.5. Destinatario	24
1.6. Plazo de ejecución	24
1.7. Normativa Aplicable	26
2. Características generales	27
2.1. Características Generales de Suministro	27
2.1.1. Sistema 220 kV	27
2.1.2. Sistema 30 kV	28
2.2. Condiciones ambientales	29
3. Subestación 220/30kV	29
3.1. Descripción y Topología de la Subestación	29
3.1.1. Configuración de la subestación	30
3.1.2. Posiciones	31
3.2. Obra Civil	31
3.2.1. Movimiento de Tierras	31
3.2.2. Desbroce y Retirada del Terreno	32
3.2.3. Cimentaciones	32
3.2.4. Drenajes y saneamientos	33
3.2.5. Canalizaciones	34
3.2.6. Vallado perimetral	34
3.2.7. Viales	35
3.3. Edificio de Control	36

3.4.	Parque 220kV	36
3.4.1.	Descripción	36
3.4.2.	Aparamenta	37
3.4.3.	Embarrado	40
3.4.4.	Conductores Desnudos	41
3.4.5.	Aisladores	41
3.5.	Parque 30kV	42
3.5.1.	Descripción	42
3.5.2.	Celdas de 30kV	42
3.5.3.	Baterías de condensadores	43
3.5.4.	Servicios auxiliares	43
3.5.5.	Reactancia de puesta a tierra	43
3.5.6.	Cableado MT	43
3.6.	Transformación	44
3.6.1.	Descripción	44
3.7.	Estructura Metálica	45
3.8.	Sistema de Control	45
3.9.	Protecciones	45
3.9.1.	Posición de línea	45
3.9.2.	Posición de Transformador	47
3.9.3.	Posición de barras	47
3.10.	Telecomunicaciones	48
3.11.	Sistema de Puesta a Tierra	48
3.11.1.	Red de Tierra Inferior	48
3.11.2.	Red de Tierra Superior	49
4.	Línea área de 220kV	50
4.1.	Descripción de la línea	50
4.1.1.	Trazado de la línea	50
4.1.2.	Afecciones de la línea	51
4.2.	Características de la instalación	52
4.2.1.	Características generales	52
4.2.2.	Apoyos	52

4.2.3.	Conductor de fase y OPGW	54
4.2.4.	Cadenas de aislamiento	55
4.2.5.	Herrajes	56
4.2.6.	Empalmes	58
4.2.7.	Cimentaciones	58
4.2.8.	Puesta a tierra	59
4.2.9.	Señalización	60
II	Cálculos	61
5.	Subestación 220/30kV	61
5.1.	Objeto de los Cálculos	61
5.2.	Cálculos mecánicos	61
5.2.1.	Cálculo del embarrado principal	61
5.2.2.	Cálculos del efecto Corona	73
5.2.3.	Cálculos de selección de Pararrayos de 220kV	75
5.3.	Red de Tierras	76
5.3.1.	Red de Tierras Inferior	76
5.3.2.	Red de Tierras Superior	82
6.	Línea aérea de 220kV	85
6.1.	Objeto de los Cálculos	85
6.2.	Cálculos eléctricos	85
6.2.1.	Características eléctricas de la línea	85
6.3.	Cálculos mecánicos	93
6.4.	Cálculos del Conductor	93
III	Presupuesto	104
7.	Subestación 220/30 kV	104
8.	Línea aérea de 220kV	106

Índice de figuras

1.	Coordenadas UTM y emplazamiento SET Aguilón I	23
2.	Perfil en tresbolillo	53
3.	Configuración de cimentación tetrabloque	59
4.	Relación de f_c/f_n con el factor V_r	66
5.	Relación de f_c/f_n con el factor V_σ	66
6.	Catálogo de pararrayos de ABB de Oxido de Zinc PEXLIM Q	76
7.	Corriente de falta en la red de tierras según IEEE 80-2000	79
8.	Zona de cebado en una subestación estándar	83
9.	Distancias entre fases del apoyo	87
10.	Tabla de resultados de hipótesis de cálculo para el conductor LA-380 GULL	98
11.	Tablas de tendido para el conductor LA-380 GULL	102

Índice de cuadros

1.	Coordenadas UTM y emplazamiento SET Aguilón I	23
2.	Trazado de la línea	51
3.	Afecciones de la línea	51
4.	Listado de apoyos	54
5.	Componentes de los herrajes de AMARRE y características	57
6.	Componentes de los herrajes de SUSPENSIÓN y características	57
7.	Resultados de la impedancia de línea	89
8.	Resultados de los parámetros de línea	90
9.	Capacidad térmica de la línea	91
10.	Vanos reguladores de la línea	97
11.	Hipótesis del Cantón 1	99
12.	Hipótesis del Cantón 2	99
13.	Hipótesis del Cantón 3	100
14.	Hipótesis del Cantón 4	100
15.	Hipótesis del Cantón 5	100
16.	Hipótesis del Cantón 6	101
17.	Hipótesis del Cantón 7	101
18.	Presupuesto SET Obra Civil	104
19.	Presupuesto SET Equipos 220kV	104
20.	Presupuesto SET Equipos 30kV	105
21.	Presupuesto Montaje Electromecánico	105
22.	Presupuesto del Sistema de Protección y Control	105
23.	Resumen del presupuesto SET 220/30kV	106
24.	Presupuesto LAT 220 kV	106
25.	Numeración de Planos	107

Parte I

Memoria Descriptiva

1. Introducción

El sector de la Transmisión y Distribución (T&D) es esencial para el transporte de energía desde la generación hasta el consumo, llevándose a alta tensión en largas distancias para minimizar pérdidas, y a tensión de más baja según se acerca al consumo. La energía se genera a tensiones bajas que suben según se acercan a la red de transporte. Estos cambios de tensión se hacen a través de subestaciones transformadoras que elevan o disminuyen la tensión según lo que se necesite, adaptando así el sistema de generación, transporte y distribución a las necesidades de los agentes que intervienen en el sector. En particular, en este proyecto se estudia la evacuación de energía de un parque eólico a través de una subestación transformadora y una línea eléctrica cuya finalidad es acercar la energía generada a la red y verterla.

Las energías renovables están sintiendo un alto crecimiento en países desarrollados y en particular en España, sobre todo la eólica y la fotovoltaica, debido a las características geográficas y climatológicas del país, cuya naturaleza apoya su integración. Además, su rentabilidad se acerca cada día a las tecnologías convencionales, y a la sensibilización sobre la contaminación y el medio ambiente. Estas tecnologías se localizan en emplazamientos en los que son capaces de sacar el máximo rendimiento, que suelen coincidir con largas distancias desde el punto de generación y consumo. Los sistemas de evacuación son esenciales para verter la energía generada a la red, para que esta pueda ser entregada en los puntos de concentración de demanda.

En España, la energía eólica se está desarrollando principalmente en la comunidad de autónoma de Aragón, donde las condiciones ayudan enormemente al desarrollo de este tipo de tecnología. En este proyecto se estudia la evacuación de uno de estos parques eólicos, cuyo sistema de evacuación de este parque eólico de

100 MW en la provincia de Zaragoza es en definitiva una aplicación a lo introducido anteriormente. La evacuación contará con una subestación con tecnología AIS y una línea de evacuación a 220 kV, que se conecta con una subestación de seccionamiento que a su vez vierte la energía en la red de transporte, ya existente, propiedad del promotor del parque eólico, y fuera del alcance del proyecto. Este centro de seccionamiento junta la energía generada por el Parque eólico Aguilón I (cuya energía se va a evacuar en este proyecto), y otro ya existente.

1.1. Antecedentes

Ante la aprobación del proyecto del Parque Eólico, se necesita evacuar la energía generada a través de una subestación transformadora y una línea de evacuación en alta tensión, tramitadas en un mismo proyecto. El promotor del parque eólico ya ha llevado a cabo un proyecto similar y la energía generada por Aguilón I será llevada al centro de seccionamiento en el término municipal de Villanueva de Huerva para finalmente verterla a la red.

1.2. Objeto

Se redacta este documento con el objetivo de elaboración de un proyecto para la evacuación de energía del Parque Eólico Aguilón I 100MW a través de:

- Una subestación 220/30kV simple barra a la intemperie, situada en el término municipal de Aguilón, provincia de Zaragoza.
- Una línea eléctrica de alta tensión 220kV simple circuito simple, situada en los términos municipales de Aguilón y Villanueva de Huerva, provincia de Zaragoza.

Por tanto, el objeto de este proyecto es otorgar un análisis crítico y dar respuesta a las instituciones afectadas. Las consideraciones tenidas en cuenta han sido las siguientes:

- Se seguirá la normativa vigente, de acuerdo a los requisitos de gestión, seguridad, medio ambiente y salud.

- El proyecto se ha redactado con el ánimo de optimizar el proyecto en términos de coste, calidad y seguridad. Durante la fase de diseño, el contratista podrá solicitar cambios específicos, aunque las características generales han de ser respetadas.
- Se han tenido en cuenta las condiciones del entorno, y las características generales para la conexión a la red de transporte.

1.3. Alcance

El presente proyecto considera el alcance de la nueva subestación Transformadora 220/30kV denominada con el nombre del propio Parque Eólico Aguilón I. Dicho proyecto incluye la ingeniería, el suministro y la construcción de la subestación, así como la puesta en marcha y el mantenimiento.

También considera la línea de 220kV simple circuito, con una longitud de 5.012 m, que evacua la energía generada en el parque eólico hasta el centro de seccionamiento, que no está en el alcance del proyecto. Por tanto, los límites del alcance de la presente instalación son desde los pórticos de salida de línea en alta tensión de la futura subestación de Aguilón I, hasta los pórticos de la subestación seccionadora propiedad del promotor del parque eólico, ya existente.

1.4. Emplazamiento

La subestación transformadora estará situada en el término municipal de Aguilón, en la provincia de Zaragoza. Para la construcción de la instalación se dispone de una parcela de dimensiones 100x200 m, aunque la subestación tiene una superficie de 62x90 m. Un espacio se utilizará como espacio reservado del contratista para ejecutar el proyecto.

Esquina	UTM X	UTM Y
1	671.576,77	4.574.679,68
2	671.576,77	4.574.604,18
3	671.512,71	4.574.612,13
4	671.513,27	4.574.679,69

Cuadro 1: Coordenadas UTM y emplazamiento SET Aguilón I



Figura 1: Coordenadas UTM y emplazamiento SET Aguilón I

La línea de evacuación parte desde la subestación transformadora, dentro del alcance del proyecto, hasta el pórtico del centro de seccionamiento, y se sitúa en los términos municipales de Aguilón y Villanueva de Huerva.

1.5. Destinatario

El destinatario del presente proyecto es un promotor de generación de energía eólica, propietario del parque eólico de 100 MW cuya evacuación se diseña en el proyecto.

1.6. Plazo de ejecución

El plazo de ejecución son 14 meses, comenzando en la fecha de la firma del contrato entre el contratista y el promotor. En el Anexo I se presenta el cronograma y la planificación del proyecto, en un diagrama de Gantt, donde se detalla la ejecución del proyecto.

Ejecución de la Infraestructura de Evacuación del Parque Eólico Aguilón I

Id	EDT	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	M-1	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15
1	1	Línea Aérea 220 kV	205 días	mié 02/10/19	mar 14/07/20																
2	1.1	Firma del contrato	0 días	mié 02/10/19	mié 02/10/19		02/10														
3	1.2	Diseño e ingeniería	60 días	mié 16/10/19	mar 07/01/20																
4	1.3	Acceso a la línea para estudio geotécnico	0 días	mar 15/10/19	mar 15/10/19		15/10														
5	1.4	Topografía	30 días	mié 16/10/19	mar 26/11/19																
6	1.5	Suministro de torres	10 días	mié 11/12/19	mar 24/12/19																
7	1.6	Suministro de conductor	20 días	mié 22/01/20	mar 18/02/20																
8	1.7	Suministro OPGW	20 días	mié 22/01/20	mar 18/02/20																
9	1.8	Suministro de Herrajes y Conectores	20 días	mié 22/01/20	mar 18/02/20																
10	1.9	Suministro de aisladores	20 días	mié 22/01/20	mar 18/02/20																
11	1.10	Entrega de Anclaje de Torres	15 días	mié 25/12/19	mar 14/01/20																
12	1.11	Entrega de Torres	60 días	mié 25/12/19	mar 17/03/20																
13	1.12	Entrega de conductor	60 días	mié 19/02/20	mar 12/05/20																
14	1.13	Entrega de OPGW	60 días	mié 19/02/20	mar 12/05/20																
15	1.14	Entrega de Herrajes y Conectores	60 días	mié 19/02/20	mar 12/05/20																
16	1.15	Entrega de aisladores	60 días	mié 19/02/20	mar 12/05/20																
17	1.16	Obra Civil	100 días	mié 15/01/20	mar 02/06/20																
18	1.17	Montaje Mecánico de Torres	60 días	mié 18/03/20	mar 09/06/20																
19	1.18	Tendido Conductores	45 días	mié 13/05/20	mar 14/07/20																
20	2	Construcción SET Aguilón I	301 días	mié 02/10/19	mié 25/11/20																
21	2.1	Firma del Contrato	1 día	mié 02/10/19	mié 02/10/19																
22	2.2	Movilización al sitio	20 días	jue 31/10/19	mié 27/11/19																
23	2.3	Diseño e ingeniería	80 días	jue 31/10/19	mié 19/02/20																
24	2.4	Suministro	190 días	jue 12/12/19	mié 02/09/20																
25	2.4.1	Orden de compra para equipos primarios	20 días	jue 12/12/19	mié 08/01/20																
26	2.4.2	Fabricación de equipos	4 mss	jue 09/01/20	mié 29/04/20																
27	2.4.3	Tests rutinarios de equipos en fábrica	10 días	jue 30/04/20	mié 13/05/20																
28	2.4.4	Transporte al sitio	30 días	jue 14/05/20	mié 24/06/20																
29	2.4.5	Recepción al sitio	5 días	jue 25/06/20	mié 01/07/20																
30	2.4.6	Orden de compra para transformadores	20 días	jue 12/12/19	mié 08/01/20																
31	2.4.7	Proceso de fabricación de Transformadores	6 mss	jue 09/01/20	mié 24/06/20																
32	2.4.8	Test rutinarios de Transformadores en Fábrica	15 días	jue 25/06/20	mié 15/07/20																
33	2.4.9	Transporte al sitio	30 días	jue 16/07/20	mié 26/08/20																
34	2.4.10	Recepción al sitio	5 días	jue 27/08/20	mié 02/09/20																
35	2.5	Obra Civil	100 días	jue 20/02/20	mié 08/07/20																
36	2.5.1	Movimientos de tierras	30 días	jue 20/02/20	mié 01/04/20																
37	2.5.2	Red de tierras	10 días	jue 19/03/20	mié 01/04/20																
38	2.5.3	Cimentaciones Equipos	20 días	jue 02/04/20	mié 29/04/20																
39	2.5.4	Cimentaciones Pórticos y Soportes Embarrados	10 días	jue 30/04/20	mié 13/05/20																
40	2.5.5	Fundación de transformadores	20 días	jue 14/05/20	mié 10/06/20																
41	2.5.6	Drenaje y canalizaciones	20 días	jue 11/06/20	mié 08/07/20																
42	2.5.7	Edificio de control	40 días	jue 19/03/20	mié 13/05/20																
43	2.5.8	Vial de acceso, cerramiento y otros	20 días	jue 20/02/20	mié 18/03/20																
44	2.6	Montaje electromecánico	105 días	jue 04/06/20	mié 28/10/20																
45	2.6.1	Montaje de estructuras	15 días	jue 04/06/20	mié 24/06/20																
46	2.6.2	Montaje de equipos	20 días	jue 02/07/20	mié 29/07/20																
47	2.6.3	Montaje de transformadores	25 días	jue 03/09/20	mié 07/10/20																
48	2.6.4	Conexión de equipos con cables	15 días	jue 30/07/20	mié 19/08/20																
49	2.6.5	Montaje servicios auxiliares	25 días	jue 30/07/20	mié 02/09/20																
50	2.6.6	Paneles de medida, protección y control	30 días	jue 03/09/20	mié 14/10/20																
51	2.6.7	Tendido de cables BT	10 días	jue 15/10/20	mié 28/10/20																
52	2.7	Pruebas y energización	20 días	jue 29/10/20	mié 25/11/20																
53	2.7.1	Pruebas de Campo y Puesta en Marcha	20 días	jue 29/10/20	mié 25/11/20																
54	2.8	Entrega	0 días	mié 25/11/20	mié 25/11/20																

1.7. Normativa Aplicable

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión (R.L.A.T.) y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión según RD 842/2002 de 2 de Agosto de 2002.
- Recomendaciones UNESA.
- Normalización Nacional. Normas UNE y especificaciones técnicas de obligado cumplimiento según la ITC-LAT 02.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Legislación vigente en materia de Prevención de Riesgos Laborales: Ley 31/1995 8.11.95/BOE269 y Reales Decretos sucesivos que desarrollan la ley.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de Junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad frente al riesgo eléctrico.
- Ley 10/1996, de 18 de marzo sobre Expropiación Forzosa y sanciones en materia de instalaciones eléctricas y Reglamento para su aplicación, aprobado por Decreto 2619/1996 de 20 de octubre.
- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas de protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.
- IEEE 80-2000

2. Características generales

2.1. Características Generales de Suministro

En este apartado se definen las características eléctricas para los distintos niveles de tensión:

2.1.1. Sistema 220 kV

- Características eléctricas del sistema de 220 kV:
 - Tensión nominal: 220 kV

- Tensión máxima de servicio: 245 kV
 - Frecuencia nominal: 50 Hz
 - Régimen de neutro: Rígido a tierra
 - Intensidad de cortocircuito: <40 kA
 - Tiempo de despeje de falta: 0,5 s
- Con el objetivo de asegurar un nivel de seguridad y fiabilidad coherente, y conociendo los datos aportados arriba, se han propuesto los siguientes niveles de aislamiento para la instalación:
 - Tensión más elevada para el material: 245 kV
 - Tensión soportada a impulsos tipo rayo: 1050 kV
 - Tensión soportada de corta duración (1 minuto) a 50 Hz: 460 kV
 - Línea de fuga: 25 mm/kV

2.1.2. Sistema 30 kV

- Características eléctricas del sistema de 30 kV:
 - Tensión nominal: 30 kV
 - Tensión máxima de servicio: 36 kV
 - Frecuencia nominal: 50 Hz
 - Régimen de neutro: Conexión a tierra mediante reactancia
 - Intensidad de cortocircuito: <31,5 kA
 - Tiempo de despeje de falta: 0,4 s
- Con el objetivo de asegurar un nivel de seguridad y fiabilidad coherente, y conociendo los datos aportados arriba, se han propuesto los siguientes niveles de aislamiento para la instalación:
 - Tensión más elevada para el material: 36 kV

- Tensión soportada a impulsos tipo rayo: 170 kV
- Tensión soportada de corta duración (1 minuto) a 50 Hz: 70 kV
- Línea de fuga: 25 mm/kV

2.2. Condiciones ambientales

Se han tenido en consideración las condiciones ambientales del emplazamiento para el diseño del proyecto. La altura sobre el nivel del mar afecta al nivel de aislamiento necesario en los equipos debido a la rigidez dieléctrica del aire. También la contaminación de la zona afecta al aislamiento de las líneas eléctricas. Por otro lado, las temperaturas afectan a la corriente máxima que puede pasar por un conductor, ya que éste tiene una temperatura máxima, y también depende de las condiciones atmosféricas.

Altura sobre el nivel del mar	<1000 m
Tipo de Zona	B
Temperatura máx/min	+40/-15 °C
Contaminación ambiental	Alta
Velocidad máx. del viento	140 km/h

3. Subestación 220/30kV

3.1. Descripción y Topología de la Subestación

La energía generada por la planta fotovoltaica se verterá a la red mediante la subestación de la planta, objeto de este proyecto, y mediante la línea de transmisión que conecta dicha subestación con la seccionadora existente propiedad del promotor del parque eólico. Tanto la subestación como la línea de evacuación tendrán capacidad para evacuar la energía generada.

3.1.1. Configuración de la subestación

La energía vertida llegará a través de los circuitos de 30kV a las celdas de media tensión de la subestación de transformación, donde se conectarán a sendas barras de 30kV. Después se elevará la tensión hasta 220kV a través de dos posiciones de transformador. Por tanto, la subestación transformadora queda constituida por:

- Un parque intemperie de 220kV, simple barra.
 - Dos (2) posiciones de salida de línea..
 - Dos (2) posiciones de transformador, cada una con un transformador de potencia con relación 220/30kV y con potencia unitaria de 60 MVA.
 - Un (1) juego de barras colectoras para el parque de 220kV.
- Un parque en celdas de media tensión de 30kV.

El parque de 220kV tendrá una configuración de simple barra, siendo 4 las bahías totales en esta tensión: 2 posiciones de salida de línea y 2 de transformador. El parque de 30kV será en celdas de media tensión a 30kV con dos barras simples independientes para cada transformador, aunque con la posibilidad de acoplamiento. La configuración de la subestación acoge la fiabilidad necesaria para operar el parque eólico en caso de algún fallo, permitiendo la continuidad de suministro de forma segura. Algunos casos a los que podría verse enfrentada la subestación son:

- En caso de fallo en algún equipo de la bahía del transformador, o el propio transformador, el otro transformador puede operar sobre su potencia nominal y evacuar así gran parte de la energía generada en el parque.
- En caso de fallo de alguna salida de línea, tanto en alta como en media tensión, se puede abrir dicha salida y seguir operando el parque eólico.
- En caso de fallo de la barra principal de 220kV habría que aislar la subestación del sistema hasta el arreglo del mismo. Sin embargo, la probabilidad de rotura de la estructura metálica es muy baja.

3.1.2. Posiciones

A continuación se detallan las posiciones de la subestación:

- Parque de 220kV
 - Posición Línea 1
 - Posición Línea 2
 - Posición Transformador 1
 - Posición Transformador 2

- Parque de 30kV

3.2. Obra Civil

Esta Sección describe el alcance principal del diseño y ejecución de la obra civil del proyecto, haciendo referencia a las características principales, asunciones, así como las inclusiones y exclusiones particulares del proyecto.

A continuación se describen el movimiento de tierras que se llevará a cabo en la obra, las cimentaciones necesarias para el montaje electromecánico de equipos, el sistema de drenaje para la evacuación de agua, las canalizaciones para los cables de la subestación, el cerramiento, los viales de la subestación y de acceso a ella, y finalmente los edificios dentro de la subestación, como el edificio de control, la caseta de guardia o el generador electrógeno.

3.2.1. Movimiento de Tierras

Este apartado incluye todo lo relacionado con el acondicionamiento del terreno para la posterior construcción de la subestación en la parcela. Es por tanto necesario el desbroce y la retirada de la tierra vegetal. Posteriormente, es necesario un movimiento de tierras para llegar a la cota de explanación, y que el terreno de la parcela sea regular. Estas tareas se realizan mediante la excavación y relleno para conseguir una cota regular. Finalmente, una vez que el terreno se haya explanado,

es necesaria la transición entre el terreno natural exterior con el explanado mediante el movimiento de tierras. Esto se hará a través de un talud. A continuación se exponen las diferentes actividades necesarias para la ejecución de la obra civil.

3.2.2. Desbroce y Retirada del Terreno

Se lleva a cabo un desbroce y una limpieza superficial del terreno en el recinto de la subestación, hasta alcanzar una profundidad menor de 10 cm. Esta operación incluye la tala de árboles, maleza, arbustos, restos de instalaciones existentes, con el objetivo de dejar la superficie totalmente explanada.

La forma de llevar a cabo la tarea es mediante medios mecánicos, o manuales si es necesario. Después se utiliza un camión basculante para la retirada y apilado de la carga, para llevar los restos a un vertedero.

3.2.3. Cimentaciones

Las cimentaciones de los equipos de intemperie, tanto para 220 kV como 30 kV (las autoválvulas por ejemplo), se realizarán con zapatas aisladas de hormigón armado. En la fase de obra es necesario el entibación de los taludes en la zona de excavación para las cimentaciones que se indiquen en la fase de obra, para evitar un derrumbe de tierras, siendo también necesario achicar el agua que aparezca en el transcurso de la obra de cimentaciones. Básicamente este proceso tiene dos fases principales. La primera de ellas consiste en la excavación, encofrado y hormigonado de la cimentación, según el diseño y dimensiones respectivas de la cimentación. Hay que considerar en esta fase la instalación de tubos de cables y de puesta a tierra que discurren a través de la cimentación. En la segunda fase se alcanza la cota de coronación de diseño, y el acabado correspondiente en punta de diamante. También es necesario por último realizar el relleno de la sobre excavación realizada, mediante tierras clasificadas, extendidas y finalmente compactadas.

Algunas cimentaciones que difieren del diseño convencional descrito en el párrafo anterior son la bancada del transformador, el depósito de recogida de aceite y el muro cortafuegos:

- Bancada del transformador: Se realizará una cimentación tipo bancada con fosos comunicados, e impermeabilizados, que tienen la función de recoger el aceite que se pueda derramar y poder llevarlo hasta el depósito de recogida de aceite. Ambos transformadores disponen de carriles embebidos en vigas armadas. La cimentación se realiza con hormigón armado, carriles de acero y tubos para el paso del aceite hacia el depósito.
- Depósito de recogida de aceite: Se dispondrá de un depósito de recogida de aceite proveniente del transformador. La capacidad del depósito de aceite tiene que ser un 30 % mayor a la capacidad. Se realizará con hormigón armado y deberá ser estanco, a través de un sellado interior.
- Muro cortafuegos: con el objetivo de evitar la propagación de incendios en caso de fallo de cualquiera de los dos transformadores, se dispondrá de un muro cortafuegos entre ambos, de hormigón armado.

3.2.4. Drenajes y saneamientos

El sistema de drenaje de la subestación consiste en un sistema de tubos drenantes y colectores cuya misión principal es drenar el agua de la subestación a través de la gravedad. El sistema de drenajes se ha de dimensionar con la intensidad máxima de lluvia de la zona en la que se encuentra la subestación, y que los tubos puedan transportar el caudal requerido. Los objetivos principales de este sistema de drenaje es evitar efluentes masivos mediante la correcta instalación de tubos drenantes, y diseñar la evacuación de agua para poder conseguir una correcta difusión del agua evacuada, para evitar la creación de inundaciones en parcelas colindantes.

El sistema de drenajes exterior de la plataforma en la que se encuentra la instalación eléctrica consiste en una cuneta exterior perimetral, con el objetivo de recoger el agua de escorrentía exterior, y que la conduce por efectos de la gravedad al punto general de desagüe. El drenaje interior consiste en un sistema de zanjas dren dimensionadas para permitir el drenaje generado por la escorrentía generada por la lluvia. El agua que drenan estos tubos lo recogen unos colectores que, a

través de arquetas de conexión, evacuan el agua hacia el punto general de desagüe. También se proveerá de zanjales dren la parte inferior de las zanjales para cables, para evitar que se inunden. Los tramos y pendientes necesarios para la correcta evacuación de agua se calcularán en una fase posterior del proyecto.

La salida de la fosa séptica se conduce a una arqueta cuya función es tomar muestras, y a continuación se lleva a un pozo filtrante. Las aguas residuales que proceden del edificio de control serán tratadas por un sistema depurador.

3.2.5. Canalizaciones

La subestación también tiene canalizaciones conectadas a través de arquetas para poder instalar correctamente el cableado eléctrico de los distintos equipos, sistemas e instalaciones, consistiendo principalmente en cableado de baja tensión (para conectar el edificio de control con los quioscos de las bahías) y media tensión (cable desde los transformadores hasta las celas de media tensión). El tipo de canalización ha de ser de tipo prefabricada registrable con tapas desmontables. También es necesario que provean un sistema de drenaje inferior hacia un tubo dren situado debajo de éste. También contienen en toda su longitud una bandeja para cables.

Contemplando el cruce debajo de viales, se requieren tubos de protección embebidos en hormigón. Las arquetas que se utilizarán para el cambio de dirección, o la facilitación del registro han de ser de hormigón armado, y las dimensiones indicadas en la Parte de Planos.

3.2.6. Vallado perimetral

El cerramiento que delimitará el terreno destinado a alojar las instalaciones de la subestación estará formado por una malla metálica fijada mediante postes metálicos de 48mm de diámetro, distribuidos cada 2.50m. La parte superior del vallado dispondrá en la parte superior con alambre de espino. La cimentación de los postes mencionados se llevará a cabo mediante cubos monobloque, y el espacio entre dados se rematará con un bordillo prefabricado.

El cerramiento tendrá una altura de 2,30 m , por lo que cumple con la mínima altura reglamentaria de 2,20 m. Además se instalarán en el acceso a la subestación dos puertas principales. Una de ellas será para acceso peatonal de 1m de anchura, y la otra para el acceso de vehículos con 6m de anchura.

El edificio de la subestación se ubicará de tal forma que un costado sustituya a este vallado, siendo el propio muro cerramiento externo. En esta parte se habilitará una puerta de entrada al almacén interior.

Alrededor de todo este vallado se extenderá una capa de grava de 10 cm de espesor y 1 m de anchura, con objeto de limitar la resistencia del terreno y asegurar las tensiones de paso y contacto a toda persona aun cuando esté ubicada en el exterior.

3.2.7. Viales

Los viales dentro de la subestación tienen el objetivo de garantizar una correcta circulación, y posibilitar el acceso a todos los equipos, arquetas de registro, edificios, etcétera de la subestación. También permitirán el transporte dentro de la subestación de los equipos hasta su lugar de montaje. Estos viales internos consistirán en una losa de hormigón armado con una malla electro soldada de barras de acero corrugado, y delimitada en sus extremos por un bordillo prefabricado, y todo esto construido sobre una base granulada y debidamente compactada. La superficie del vial interior ha de ser terminada con un acabado liso. Las juntas de hormigonado necesarias entre losas se determinará en una fase más avanzada de construcción del proyecto. Los viales tienen que tener una pendiente hacia el exterior para que el agua pueda ser evacuada de la carretera. Así mismo, los viales interiores tendrán una anchura de 5 metros en el carril de acceso a los transformadores de potencia y de 4 en el resto de la subestación.

Se dispondrá de un vial de acceso a la instalación desde el límite de la parcela hasta el propio acceso de la subestación a través de la puerta para vehículos, y será de firme rígido.

3.3. Edificio de Control

El edificio de control de la subestación tendrá las dimensiones establecidas en los planos. Será de hormigón prefabricado basado en la utilización de paneles de hormigón y una malla de acero electro soldada. y consta de las siguientes salas técnicas:

- Sala de Telecomunicaciones
- Sala de mando
- Sala de celdas de media tensión (30 KV): para ubicar las celdas modulares de media tensión a través de las cuales llega la energía generada en el parque.
- Sala de Servicios auxiliares: se ubicará el transformador de servicios auxiliares, los rectificadores de baterías, y los sistemas de control por medio de cuadros de alumbrado y fuerza, y climatización.
- Almacén utilizado para usos propios de la subestación y el parque eólico.

El edificio de control también dispondrá de un sistema anti incendios y un sistema de alarmas. También es necesario que tenga un sistema de alumbrado de emergencia.

3.4. Parque 220kV

3.4.1. Descripción

El parque intemperie de 220kV de la subestación consta de 2 posiciones de salida de línea y 2 posiciones de transformador, en configuración de simple barra. En la barra general de 220kV se instalarán 3 transformadores de tensión para precisamente medir la tensión en cada una de las tres fases de la barra.

3.4.2. Aparamenta

Cada una de las dos bahías de línea de 220kV estará formada por los siguientes equipos:

- Un (1) interruptor tripolar de 220kV.
- Un (1) seccionador tripolar con puesta a tierra de 220 kV.
- Un (1) seccionador tripolar de barras de 220 kV.
- Tres (3) transformadores de intensidad de 220 kV.
- Tres (3) transformadores de tensión de 220 kV.
- Tres (3) autoválvulas de 220 kV.

En cuanto a cada una de las dos bahías de transformador 220/30kV, incluirá los siguientes equipos en 220kV:

- Un (1) interruptor tripolar de 220kV.
- Un (1) seccionador tripolar de barras de 220 kV.
- Tres (3) transformadores de intensidad de 220 kV.
- Tres (3) autoválvulas de 220 kV.

Por último, como ya se ha mencionado anteriormente, en las barras generales de 220kV se instalarán tres (3) transformadores de medida de tensión.

3.4.2.1. Seccionador

Los seccionadores son equipos que se utilizan para llevar a cabo maniobras o cortes dentro de la subestación, con el objetivo de seguir evacuando la máxima energía del parque con seguridad. Los seccionadores elegidos serán tripolares con doble apertura lateral. Así mismo, los seccionadores que se encuentran en la entrada de línea de 220kV dispondrá de cuchillas de puesta a tierra. Las características principales se presentan a continuación:

Tensión de diseño	220kV
Tensión máxima de operación	245kV
Corriente de cortocircuito	40kA
Tensión de aguante al impulso por rayo	1050kV
Frecuencia	50Hz
Distancia de fuga mínima a tierra	25mm/Vf-f

3.4.2.2. Interruptor

El interruptor es un elemento que sirve para cortar o abrir el circuito eléctrico cuando está bajo carga. Debe de ser capaz de cortar corrientes de cortocircuito.

El tipo de interruptor que se utilizará en la subestación será de tanque vivo para instalarlo a la intemperie y para que esté operativo en las condiciones descritas en el apartado 2.2. Así mismo, dispondrá de un mecanismo de resorte accionado por un motor o manualmente, y estará aislado en gas SF6. Las características principales del equipo serán:

Tensión de diseño	220kV
Tensión máxima de operación	245kV
Corriente nominal	2000A
Corriente de cortocircuito	40kA
Tensión de aguante al impulso por rayo	1050kV
Frecuencia	50Hz
Distancia de fuga mínima a tierra	25mm/Vf-f

3.4.2.3. Transformador de Intensidad

Los transformadores de medida de intensidad sirven para transformar la intensidad a valores medibles por los equipos que utilizan la corriente secundaria. El equipo estará en serie con el circuito, de tipo intemperie (y sobre un pedestal) y será monofásico, de tal manera que se utilizan 3 transformadores en cada (1 por fase) punto que se quiera medir la corriente. El secundario del transformador tendrá 5

devanados secundarios, de tal manera que la medida obtenida puede ser utilizada para diferentes funciones. Las características principales son:

Tensión de diseño	220kV
Relación de transformación	400-800:5
Carga nominal y clase de exactitud para medición	10VA, clase 0,2s
Carga nominal y clase de exactitud para protección	50VA, clase 0,5-5P20
Tensión de aguante al impulso por rayo	1050kV
Frecuencia	50Hz
Distancia de fuga mínima a tierra	25mm/Vf-f

3.4.2.4. Transformador de Tensión

Los transformadores de tensión son equipos que tienen la misión de adaptar los valores de tensión de la instalación a unos niveles aptos para los aparatos de medida y los relés de protección en el secundario, ya que éstos no soportarían las elevadas tensiones del parque. Y por otra parte es conveniente evitar elevadas tensiones en aquellos dispositivos que van a estar cerca o al alcance de las personas. El equipo estará en paralelo con el circuito, como todos los equipos para medir la tensión, y será monofásico (utilizamos 1 por fase, y por tanto 3 por posición) de tipo intemperie. Puede tener varios devanados secundarios según las necesidades de medida y protección; en este caso, 3.

Los equipos ubicados en la salida de línea de 220kV serán capacitivos, a diferencia del resto que serán inductivos. Las características principales de estos equipos son:

Tensión de diseño	220kV
Relación de transformación	$220 \sqrt{3} / 0,11 \sqrt{3} - 0,11 \sqrt{3} - 0,11 \sqrt{3}$ kV
Carga nominal y clase de exactitud para medición	20VA, clase 0,2s
Carga nominal y clase de exactitud para protección	20VA, clase 0,5-3P
Tensión de aguante al impulso por rayo	1050kV
Frecuencia	50Hz

Distancia de fuga mínima a tierra 25mm/Vf-f

3.4.2.5. Pararrayos

Los pararrayos son equipos que protegen a la subestación contra sobretensiones absorbiendo las generadas por descargas atmosféricas, y también las de origen interno. las características principales de estos equipos son:

Tensión de diseño 220kV
Tensión nominal del pararrayos 216kV
Tensión de operación continua 156kV
Corriente nominal de descarga al impulso por rayo 10kA
Distancia de fuga mínima a tierra 25mm/Vf-f

Los cálculos del pararrayos se justifican en la sección de Cálculos.

3.4.3. Embarrado

Las bajadas y subidas de nivel, por ejemplo del embarrado a las posiciones de línea y transformador se realizarán con cable desnudo ACSR, definido en la siguiente sección. El embarrado de 220kV está formado por tubos de aluminio hueco, con las dimensiones y características definidas a continuación, y coherentes con las justificaciones realizadas en la Parte de Cálculos. El tubo de aluminio está preparado para funcionar en condiciones de intemperie, con unas dimensiones coherentes para el correcto funcionamiento de la subestación con dos bahías de línea y dos de transformador. Por tanto, se ha decidido que el embarrado tenga una longitud total de 27 metros, separado por un pórtico intermedio, que divide el embarrado en dos vanos iguales de 13,5 metros (puede consultarse la topología del embarrado en la Parte de Planos).

Las características requeridas del tubo de aluminio en la subestación son las siguientes:

Aleación	E-AlMgSi 0,5, F22
Diámetro ext (D)/int (d)	150/134 mm
Espesor del tubo (e)	8 mm
Peso propio unitario (P_{pp})	9,63 kg/m
Sección (S)	3.569 mm ²
Carga de rotura (σ)	215 N/mm ²
Momento de inercia (J) °C	902 cm ⁴
Momento resistente (W)	120 cm ³
Módulo de Young (E)	70.000 N/mm ²
Límite de fluencia mín. del material	160 N/mm ²
Coef. dilatación lineal (α)	0,023 mm/m°C
Intensidad máx. admisible	4.408 A

3.4.4. Conductores Desnudos

El cable de conexión entre los distintos equipos de 220kV, así como las bajadas y derivaciones es cable ACSR con dos conductores en paralelo por fase, estando estos separados 40cm por medio de separadores.

3.4.5. Aisladores

Los aisladores requeridos en la subestación son de tipo pedestal con servicio intemperie, que puedan operar en un sistema de 220kV

Tensión de diseño	220kV
Tensión nominal al impulso por rayo	1050kV
Frecuencia nominal	50Hz
Distancia de fuga mínima a tierra	25mm/Vf-f

3.5. Parque 30kV

3.5.1. Descripción

El parque de media tensión en 30kV estará en el interior del edificio de control, en la sala de celdas. Las cabinas, que serán de montaje interior, con interruptor de corte aislado en SF6, y barra simple.

3.5.2. Celdas de 30kV

El parque de 30kV se caracteriza por tener dos barras, una por transformador, y acopladas a través de un interruptor y dos seccionadores (que se encuentran en una celda modular de acoplamiento) y estará constituido por:

- Barras transformador T1:
 - 3 celdas de circuitos colectores de 30kV.
 - 1 Celda de Medida de tensión en barras.
 - 1 Celda para el transformador de servicios auxiliares.
- Barras transformador T2:
 - 3 celdas de circuitos colectores de 30kV.
 - 1 Celda de Medida de tensión en barras.
 - 1 Celda para el transformador de servicios auxiliares.
- Acoplamiento de barras
 - 1 celda de acoplamiento
 - 1 celda de remonte de barras

3.5.3. Baterías de condensadores

Las baterías de condensadores tienen la misión de compensar la energía reactiva, descargando así las líneas y transformadores de energía reactiva, y por tanto reduciendo las pérdidas y aumentando la energía activa que se puede transportar. Sin embargo, tras realizar a cabo un estudio de flujos de carga y compensación de reactiva, se he concluido que no es necesario instalar baterías de condensadores en la subestación.

3.5.4. Servicios auxiliares

Los servicios auxiliares están alimentados por dos transformadores de servicios auxiliares con relación de tensión 30/0,4kV, con potencia aparente de 160kV y frecuencia 50Hz.

El transformador se conecta desde la barra de MT al cuadro principal de servicios auxiliares con enclavamiento en los interruptores.

3.5.5. Reactancia de puesta a tierra

Con el objetivo de limitar la corriente de defecto a tierra, se instalará un transformador zig-zag en cada una de las dos bahías de transformador 220/30kV. Estos transformadores sirven para tener un punto neutro desde el cual se puede conectar la parte de media tensión a tierra.

El transformador de puesta a tierra se podrá desconectar del principal a través de un seccionador tripolar de accionamiento manual. La corriente de limitación será de 500A.

3.5.6. Cableado MT

Los cables en el lado de 30kV serán de tipo aislado, con resistencia a la propagación de incendio a través de los cables. Las características principales son las siguientes:

Tensión nominal(U_0/U)	18/30kV
Designación	RHZ1-OL 18/30kV
Aislamiento	XLPE
Cubierta	Poliolefina
Pantalla	Cobre H16 mm^2

Siendo U_0 la tensión eficaz asignada entre conductor y pantalla, y U entre dos conductores. La sección de los cables será de aluminio para las secciones de $1 \times 150 \text{ mm}^2$ y $1 \times 240 \text{ mm}^2$, y de cobre para la sección $1 \times 630 \text{ mm}^2$.

3.6. Transformación

3.6.1. Descripción

La energía generada en los parques eólicos será evacuada a través de la subestación mediante dos transformadores de potencia de regulación en carga con relación de transformación 220/30 kV. Se consideran dos transformadores de potencia de 100 MVA (ONAN/ONAF) y grupo de conexión Ynd11. Se justifica la dimensión de los transformadores para poder dar redundancia a la evacuación del parque en caso de avería de uno de los transformadores, y poder evacuar la totalidad de la energía generada mediante un acople de barras. A pesar de que el coste aumenta, el coste de la pérdida de energía generada en caso de una avería del transformador es mayor.

Para cada uno de los transformadores, tanto en el lado de alta como de media tensión, se dispondrá de tres pararrayos para la protección contra sobretensiones. Sus características principales son:

Frecuencia	50 Hz
Tensión de aguante al impulso por rayo en 220kV	1050 kV
Tensión de aguante al impulso por rayo en 30kV	170 kV
Distancia de fuga mínima a tierra unitaria	25mm/kVf-f

3.7. Estructura Metálica

La estructura metálica de toda la subestación, tanto para el parque de 220 kV como de 30 kV, será de perfiles de acero laminados y cuya alma sea de tipo llena, y bajo normalización. Por otra parte es necesario que las uniones entre las distintas estructuras metálicas estén atornilladas galvanizada y de acero inoxidable para evitar que se corroan las estructuras y los equipos. Dentro del edificio de control también se dispondrá de estructura metálica para acomodar los montajes de las celdas modulares de media tensión y los soportes de los cables.

3.8. Sistema de Control

La función principal del sistema de control es la supervisar y controlar las maniobras que se realizan en la subestación. El sistema de control tiene un Sistema de Control Interno que se encuentra en el edificio de control. La comunicación entre los parques y este sistema de control se lleva a cabo a través de equipos de adquisición de datos de campo instalados en los bastidores de los relés, y se conectan con el edificio de control a través de fibra óptica.

3.9. Protecciones

El sistema de protecciones es aporta la seguridad necesaria a la subestación, detectando, localizando y finalmente eliminando fallos o defectos de corrientes, tensiones. El sistema de protecciones consta de dos sendos sistemas: uno principal y otro secundario. Se dispone de distintas protecciones para las posiciones siguientes:

3.9.1. Posición de línea

El sistema que se utiliza es el correspondiente al especificado por Red Eléctrica de España, denominado 2PC+TD, que consiste en doble protección (diferencial de línea 87 y de distancia 21), simple comunicación (fibra óptica) y teledisparo.

Se propone no utilizar doble comunicación porque la onda portadora no funciona bien en distancias cortas (y la línea es de 5 km)

- Protección principal, se utilizará el modelo MICOM de General Electric, que incorpora las siguientes protecciones, cuyas principales funciones son:
 - Diferencial de línea : 87L
 - Protección de distancia: 21
 - Función de sobreintensidad del neutro: 67N
 - Función de reenganche: 79
 - Función térmica: 49
 - Localizador de falta: LOC
 - Oscilografía
- Protección Secundaria, modelo SEL421 de SCHWEITZER, que incorpora funciones de:
 - Protección de distancia: 21
 - Función de sobreintensidad del neutro: 67N
 - Función de reenganche: 79
 - Localizador de falta: LOC
 - Oscilografía
- Teleprotección, TPU-1 de la marca DIMAT. Se basa en un equipo de teleprotección que emite y recibe la aceleración de la zona de las protecciones de distancia. También tiene función de teledisparo por actuación de fallo del interruptor de las salida de línea de la subestación, para ambos extremos de la línea.
- Protección Interruptor (PI), que consta de las siguientes protecciones:
 - Fallo de interruptor: 50S-62
 - Función de cierre/arranque con periodo de retraso: 2

- Función de sincronismo: 25
- Protección del interruptor: 25AR
- Función de mínima tensión: 27
- Oscilografía
- Supervisión bobinas de disparo: 3

3.9.2. Posición de Transformador

- Protección Interruptor (PI), que consta de las siguientes protecciones:
 - Fallo de interruptor: 50S-62
 - Protección de distancia: 21
 - Protección instantánea de sobreintensidad: 50 y de neutro: 50N
 - Función temporizada de sobreintensidad: 51 y de neutro 50N
 - Diferencial de transformador: 87T
 - Función de cierre/arranque con periodo de retraso: 2
 - Función de sincronismo: 25
 - Función de mínima tensión: 27
 - Oscilografía
 - Supervisión bobinas de disparo: 3
- También se cuenta con las protecciones mecánicas propias del propio transformador, tales como el relé Buchholz, Jasen y el de temperatura.

3.9.3. Posición de barras

La posición de barras constará de una protección de diferencial de barras: 87B y protección de fallo de interruptor: 50S-62.

3.10. Telecomunicaciones

Las telecomunicaciones de la subestación siguen el protocolo IEC 61850 consisten en diversas funciones que se pueden definir como:

- Transmisión: consiste en servicios como telefonía móvil con protocolo IP, circuitos de telecontrol y telegestión y canales de comunicación para las protecciones de la línea (definidas en la sección de Protecciones). Se utilizarán para estos sistemas cable de fibra óptica tanto para la protección de línea definida como primaria, como para la secundaria y teledisparo. Las protecciones de la subestación también estarán comunicadas con fibra óptica multimodo.
- Conmutación: para la correcta integración de la red telefónica de la subestación en la red IP se utilizará un router y un switch, y una estación DECT para la utilización de la red telefónica inhalámblica.
- Supervisión de equipos analógicos: consisten en las alarmas recepción/emisión y la alarma general de las protecciones se conectarán a relés auxiliares.
- Sistema de gestión de protecciones: se gestionarán los equipos con la IP. El cableado partirá de la sala de telecomunicaciones del edificio principal y llegará radialmente a las protecciones correspondientes.
- Red de fibra óptica multimodo: consiste en una red en doble estrella con cables multimodo
- Red de telefonía: para la red de telefonía de la subestación es necesario que se provean de cables de categoría 5 o superior.

3.11. Sistema de Puesta a Tierra

3.11.1. Red de Tierra Inferior

La red de tierras de la subestación se realizará a través de una malla de electrodos de cobre desnudo, con sección de 120 mm^2 , y formando retículas uniformes en contacto con el terreno, siendo paralelos al recinto en dirección transversal y

longitudinal. El electrodo estará colocado a 0,6 m de profundidad de la plataforma. Los detalles de los cálculos de la red de tierras se describen en la Sección de Cálculos.

Las puestas a tierra de aparatos y estructuras de la subestación se harán sacando un bucle de la malla de tierra, conectándose mediante una pieza especial en bronce con salida para cable. Dicha conexión se realizará a pie de estructura.

Finalmente, la puesta a tierra de los edificios tendrá un anillo conectado en dos o más puntos a la red de tierras, estando todos los equipos y masas metálicas del edificio mediante soldaduras aluminotérmicas, grapas y terminales de puesta a tierra.

3.11.2. Red de Tierra Superior

Se realizará también una red de tierras aérea mediante puntas Franklin, que son dispositivos activos, o mediante pararrayos con dispositivo de cebado, que son elementos activos. De esta manera la subestación queda protegida contra sobretensiones de origen atmosférico que se puedan dar.

4. Línea área de 220kV

4.1. Descripción de la línea

La línea aérea de alta tensión 220kV tiene la finalidad de evacuar la energía generada en el parque eólico Aguilón I, desde la subestación elevadora del Parque Eólico hasta la subestación de destino propiedad del promotor del parque eólico, que tiene como objetivo juntar la energía de otro parque eólico, ya existente y fuera del alcance del proyecto.

La línea, que evacuará los 100 MW generados en el parque, tiene una tensión nominal de 220kV y es de simple circuito dúplex.

4.1.1. Trazado de la línea

Por tanto, su origen será el apoyo n°1 situado al lado de la futura subestación de Aguilón I, también objeto de este proyecto, y el último apoyo estará al lado de la subestación seccionadora propiedad del promotor del parque pero fuera del alcance de este proyecto, siendo la longitud total de la línea 5.012m.

Las características principales del trazado de la línea se aprecian a continuación, donde se detalla la ubicación de los apoyos, el vano y el término municipal en el que se encuentra cada apoyo. Así mismo, vienen separados por los cantones, que hay 10 en total.

Vano	Longitud (m)	Municipio
P-AP01	58	Aguilón
AP01-AP02	174	Aguilón
AP02-AP03	320	Aguilón
AP03-AP04	269	Aguilón
AP04-AP05	238	Aguilón
AP05-AP06	236	Aguilón
AP06-AP07	326	Aguilón
AP07-AP08	386	Aguilón
AP08-AP09	327	Aguilón
AP09-AP10	353	Aguilón
AP10-AP11	357	Villanueva de Huerva
AP11-AP12	354	Villanueva de Huerva
AP12-AP13	291	Villanueva de Huerva
AP13-AP14	343	Villanueva de Huerva
AP14-AP15	297	Villanueva de Huerva
AP15-AP16	218	Villanueva de Huerva
AP16-AP17	353	Villanueva de Huerva
AP17-P	112	Villanueva de Huerva

Cuadro 2: Trazado de la línea

La distancia total de la línea es de 5012 metros y transcurre por dos municipios de la provincia de Zaragoza, especificados en la tabla anterior.

4.1.2. Afecciones de la línea

Las siguientes entidades e instalaciones se ven afectados por cruzamientos a causa de la línea eléctrica objeto de este proyecto.

Apoyo	Afección
AP06-AP07	LAAT 400kV/ REE
AP07-AP08	LAAT 220 kV/ REE

Cuadro 3: Afecciones de la línea

4.2. Características de la instalación

4.2.1. Características generales

Las características generales de la línea se muestran en la siguiente Tabla:

Tipo de sistema	Corriente alterna trifásica
Tensión nominal	220 kV
Tensión más elevada	245 kV
Circuitos	1
Temperatura máx. conductor	85 °C
Conductor	LA-380 (GULL)
Número de conductores por fase	1
Frecuencia	50 Hz
Factor de potencia	$\cos \phi = 0,9$
Longitud	5012 m
Potencia prevista a transportar	100 MW
Zona	B
Tipo de aislamiento	Vidrio
Cable OPGW	OPGW-24
Tipo de apoyo	Metálico de celosía; Tresbolillo
Cimentación	Tetrabloque (pta. de diamante)
Puesta a tierra	electrodo de difusión y anillo

4.2.2. Apoyos

Los apoyos seleccionados son metálicos de celosía, y al ser el circuito simple, el tipo de apoyo es en tresbolillo. Además, los apoyos dispondrán de una cúpula que permita instalar el cable de guarda con fibra óptica OPGW por encima de los conductores de fase. Estos conductores tienen la doble funcionalidad de proteger contra el rayo a la línea, pudiendo así derivarlo a tierra sin que impacte contra la estructura o los cables de fase, y por otra parte la comunicación a través del cable de fibra óptica.

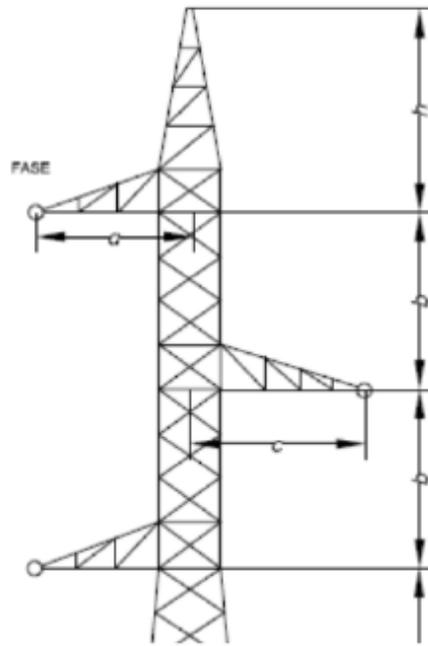


Figura 2: Perfil en tresbolillo

Los apoyos seleccionados tienen un perfil angular atornillado, con cuerpo formado por tramos tronco-piramidales cuadrados, con celosía doble alternada en los montantes y en las cabezas prismáticas.

Apoyo	UTM X	UTM Y
P	671543,00	4574684,00
AP01	671551,00	4574785,00
AP02	671398,00	4574827,00
AP03	671091,00	4574909,00
AP04	670832,00	4574984,00
AP05	670580,00	4575055,00
AP0	670349,00	4575125,00
AP07	670044,00	4575249,00
AP08	669689,00	4575389,00
AP09	669327,00	4575514,00
AP10	669006,00	4575652,00
AP11	668674,00	4575769,00
AP12	668329,00	4575893,00
AP13	668121,00	4576119,00
AP14	667854,00	4576431,00
AP15	667670,00	4576666,00
AP16	667531,00	4576849,00
AP17	667339,00	4577120,00
P	667399,00	4577200,00

Cuadro 4: Listado de apoyos

4.2.3. Conductor de fase y OPGW

Los conductores de fase para utilizar en la línea de evacuación será del tipo Aluminio - Acero LA-380, y tendrá las siguientes características:

Denominación	LA-380
Sección total	381,5 mm ²
Diámetro total	25,4 mm
Número de hilos de Aluminio	54
Número de hilos de Acero	7
Carga de rotura	11135 kg
Resistencia eléctrica a 20 °C	0,0857 Ohm/km
Peso	1,276 kg/m
Coefficiente de dilatación	1,93E-5 °C

Módulo de elasticidad	7000 <i>kg/mm</i> ²
Densidad de corriente	3,58 <i>mA/mm</i> ²
Fabricante homologado por Endesa	

Por otra parte, los conductores de tierra serán del tipo compuesto OPGW, con las siguientes características principales:

Denominación	OPGW-24 monomodo
Sección	180 <i>mm</i> ²
Diámetro	17 <i>mm</i>
Carga de rotura	8000 <i>kg</i>
Peso	0,624 <i>kg/m</i>
Coefficiente de dilatación	1,5E-5 °C
Módulo de elasticidad	12000 <i>kg/mm</i> ²
Tipo de fibra	G-652
Fabricante homologado por Endesa	

4.2.4. Cadenas de aislamiento

Las cadenas que sostienen al conductor en cada apoyo están formadas por distintos componentes (aisladores, grapas, herrajes ...). Eléctricamente, los aisladores estarán dimensionados para una tensión de 220kV, estando las cadenas de aisladores formadas por 16 aisladores de vidrio.

Las cadenas de aislamiento en suspensión estarán formadas por una cadena de 16 aisladores; sus características son:

Denominación	U120BS
Material	Vidrio
Paso	146 <i>mm</i>
Diámetro	255 <i>mm</i>
Línea de fuga	315 <i>mm</i>
Peso	3,8 <i>kg</i>
Carga de rotura	12000 <i>kg</i>

Tensión soportada a frecuencia industrial	525 kV
Tensión soportada a frecuencia industrial	1165 kV
Fabricante homologado por Endesa	

Por tanto el nivel de aislamiento total de la cadena de aisladores será la línea de fuga de los 16 aisladores en relación a la tensión máxima de operación, 245kV:

$$LF_{cadena} = \frac{N \cdot LF_{aislador}}{U_{max}} = \frac{16 \cdot 315}{245} = 20,57mm/kV \quad (1)$$

El valor calculado es válido para las condiciones de la zona que atraviesa la línea de evacuación, en la que se recomienda un valor mínimo de 20 mm/kV. Finalmente, la longitud total de la cadena de aisladores, incluidos los herrajes, es de 2,84 m.

Las cadenas de aislamiento en amarre estarán formadas por 2 cadenas de aisladores de vidrio. Las características de cada aislador son las mismas que en los aisladores en suspensión descritos arriba, aunque la longitud total de cada cadena, con sus respectivos herrajes, es de 3,24 m.

4.2.5. Herrajes

Los herrajes son parte de las cadenas de aislamiento, y serán de acero forjado y galvanizado para resistir a la exposición a la intemperie en la que se encuentra. Siguiendo la norma UNE 21158, tiene una capacidad mecánica de 120 kN. Los herrajes tienen varios componentes que se presentan a continuación, diferenciando entre los herrajes de los apoyos de amarre y los de suspensión, ya que su topología es diferente:

A continuación se presenta la tabla con los componentes de los herrajes de suspensión:

Algunas consideraciones que hay que tener en cuenta son:

- Se deben instalar cajas de conexión según la longitud de las bobinas, y deberán estar homologadas por Endesa.

Herraje	Tipo	Número de unidades
Grilletes recto	U15434/m20	2
Yugo triangular	Y2531	1
Descargador superior	P25144	1
Aisladores	U120BS	-
Horquilla Bola	N-243204T	2
Raqueta	P43245	1
Rótula de horquilla	N-243404T	2
Yugo separador	Y11442	1
Horquilla revirada	N-247082T	2
Tensor de corredera	249026	2
Grapa de Compresión	C13055	2

Cuadro 5: Componentes de los herrajes de AMARRE y características

Herraje	Tipo	Número de unidades
Anilla bola	N-242043	1
Rótula de horquilla	N-243204	1
Grilletes recto	N-241030	1
Yugo triangular	Y25211	1
Horquilla revirada	N-247081	2
Grapa armada suspensión	S90810	2
Descargador superior	P1114	2
Aisladores	U120BS	-
Raqueta	P3335	2

Cuadro 6: Componentes de los herrajes de SUSPENSIÓN y características

- En el caso de que por desniveles en los vanos, se produzcan importantes pérdidas de peso del gravivano, se colocarán los contrapesos necesarios para compensar y limitar los desvíos de cadena correspondiente.
- Como medida preventiva, para evitar la colisión de aves contra la infraestructura eléctrica, se instalarán en el cable de tierra (OPGW) dispositivos salvapájaros. Estos accesorios serán espirales de 1 m de longitud x 0,3 m de diámetro y serán de color naranja o blanco, dispuestas como mínimo cada 10 metros lineales.

4.2.6. Empalmes

4.2.6.1. En cables de fase

La función de los empalmes es asegurar la continuidad de la corriente eléctrica por el conductor donde el cable termina para empalmarse con otro nuevo. El empalme tiene que soportar sin rotura ni deslizamiento una carga equivalente al 90 % de la carga de rotura del conductor, que se facilita con el uso de manguitos de compresión.

Por otro lado, las conexiones se tienen que llevar a cabo en conductores que no estén soportando tensión mecánica, o entre las cadenas de amarre de un apoyo, aunque en este caso deberá tener una resistencia al deslizamiento de al menos el 20 % de la carga de rotura del conductor. Las conexiones se realizarán mediante conectores de apriete, y asegurarán la continuidad eléctrica que circula por el conductor.

4.2.6.2. En cables OPGW

Las cajas de empalme se instalarán en los propios apoyos de la línea, y su número vendrá determinado según la longitud de las bobinas de los conductores de comunicación, y por tanto, una vez se hallan elegido las bobinas correspondientes.

4.2.7. Cimentaciones

Las cimentaciones de los apoyos serán de hormigón en masa HM-20/B/20/Iia, de una dosificación de 200 Kg/m³ y una resistencia mecánica de 200 Kg/m², y serán de tipo tetrabloque, es decir, con cuatro macizos independientes.

Cada bloque de cimentación sobresaldrá del terreno, como mínimo 25 cm.; dichos zócalos terminarán en punta de diamante para facilitar así mismo la evacuación del agua de lluvia. Para cada cimentación se colocará una capa de 10 cm de espesor de hormigón de limpieza de HM-150.

Sus dimensiones serán las facilitadas por el fabricante según el tipo de terreno, definido por el coeficiente de compresibilidad. Las obtenidas a continuación se

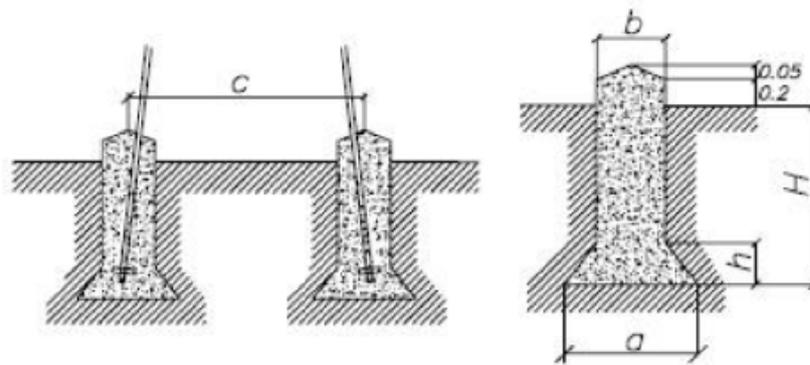


Figura 3: Configuración de cimentación tetrabloque

han realizado con una tensión admisible del terreno de 3 kg/cm^2 , un módulo de balasto de 12 kg/cm^3 , un ángulo de arrancamiento del terreno de 30° .

4.2.8. Puesta a tierra

Cada uno de los apoyos tendrán una puesta a tierra independiente, y que puede variar entre cada apoyo, según diversas consideraciones. Las conexiones a tierra se harán según el apartado 7.2 de la ITC07 del Reglamento de líneas de Alta Tensión, de modo que su sección tiene que tener las dimensiones correctas para que pueda soportar la máxima corriente de descarga prevista sin sufrir un sobrecalentamiento, durante el doble del tiempo de actuación de las protecciones consideradas. Tampoco se utilizarán cables con sección menor a 25 mm^2 , según el apartado 7.3 del R.L.A.T.. Por último, el sistema de puesta a tierra tiene que cumplir con los esfuerzos mecánicos, la corrosión y la seguridad de las personas.

El sistema será un electrodo horizontal en forma de anillo enterrado a más de 1 metro de la superficie, con un cable de cobre de sección 50 mm^2 . Conectadas al anillo por el mismo cable conductor, también se colocarán cuatro picas de 2 metros de largo y 10 mm de radio. El cable conductor estará atornillado a la estructura del apoyo. Por ser zona rural en todos los apoyos, se han considerado como no frecuentados.

Finalmente, se lleva a cabo un cálculo de comprobación de la tensión de contacto. Esta comprobación se basa en que la tensión de contacto tiene que ser menor que la máxima admisible.

4.2.9. Señalización

Todos los apoyos irán provistos de dos placas de señalización en la que se indicará: el número del apoyo (correlativos), tensión de la Línea (220 kV) y símbolo de peligro eléctrico y logotipo de la empresa. En cada apoyo se marcará el número de orden que le corresponda de acuerdo con el criterio de la línea que se haya establecido, siendo en este caso en orden ascendiente desde la subestación del parque eólico hasta el centro de seccionamiento.

Parte II

Cálculos

5. Subestación 220/30kV

5.1. Objeto de los Cálculos

El Objeto de los siguientes Cálculos es una justificación al diseño que se ha llevado a cabo en la subestación, así como presentar las soluciones de elementos críticos, necesarias para que la operación en la instalación sea eficiente y sobre todo, segura. Los cálculos que se han llevado a cabo, y que vienen detallados a continuación son los siguientes:

- Cálculo del embarrado principal.
- Cálculos del efecto Corona.
- Cálculos de selección de Pararrayos de 220 kV.
- Red de Tierras
 - Red de Tierras Inferior
 - Red de Tierras Superior

5.2. Cálculos mecánicos

5.2.1. Cálculo del embarrado principal

Como primer paso para el cálculo mecánico del embarrado principal, se calcula la intensidad de cresta I_p como:

$$I_p = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc} \quad (2)$$

$$\chi = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X} \quad (3)$$

Donde I_{cc} es la intensidad de cortocircuito de diseño de la subestación, que es de 40kA, y R/X es la relación de impedancias en el punto de cortocircuito que suele tener un valor característico de 0,07. Por tanto, solucionando las ecuaciones obtenemos unos valores de:

$$\chi = 1,814$$

$$I_p = 102,6kA$$

El conductor de interconexión de la barra principal es rígido y se realizará con tubos de aluminio de diámetro 150/134 mm. En cuanto a la geometría y condiciones para los cálculos correspondientes, se considera:

- Distancia entre fases: 3,5 metros.
- Longitud total del vano: 13,5 metros.
- Viento máximo de 140 km/h (94,5 daN/m).
- No se considera la existencia de hielo.

5.2.1.1. Características de los equipos

- El tubo de aluminio que se utiliza para el embarrado principal tiene las siguientes características, que se utilizarán para los cálculos de esta sección.

Aleación	E-ALMgSi 0,5, F22
Diámetro ext (D)/int (d)	150/134 mm

Espesor del tubo (e)	8 mm
Peso propio unitario (P_{pp})	9,63 kg/m
Sección (S)	3.569 mm ²
Carga de rotura (σ)	215 N/mm ²
Momento de inercia (J) °C	902 cm ⁴
Momento resistente (W)	120 cm ³
Módulo de Young (E)	70.000 N/mm ²
Límite de fluencia mín. del material	160 N/mm ²
Coef. dilatación lineal (α)	0,023 mm/m°C
Intensidad máx. admisible	4.408 A

- Los aisladores de soporte que se utilizan para el embarrado principal tienen las siguientes características, que se utilizarán para los cálculos de esta sección.

Carga de rotura torsión	6.000 N
Carga de rotura torsión	3.000 N
Altura del aislador	2.300 mm
Altura cabeza	170 mm

5.2.1.2. Tensión en el tubo

Los esfuerzos por viento se pueden calcular con la presión máxima que el viento ejerce sobre la superficie del tubo. La presión se considera 945 N/m² (ejercida por un viento de 140 km/h) y el diámetro del tubo es el exterior de 150mm:

$$F_v = P_v \cdot D \quad (4)$$

$$F_v = 945 \cdot 0,15 = 141,8N/m$$

También se deben de considerar los esfuerzos por peso propio y el del propio

cable amortiguador de frecuencia:

$$F_p = F_{pp} + P_{cable} \quad (5)$$

Donde se considera un peso propio de 9,63 kg/m del tubo y una gravedad de 9,81 m/s^2 . El cable amortiguador se considera de 15,7 N/m (mayorado en 4/3 del vano), por lo que es 20,9 N/m. Sustituyendo en la ecuación anterior se obtiene:

$$F_p = 115,3 N/m$$

El mayor esfuerzo por cortocircuito será el de la fase de en medio, debido a que se encuentra entre las otras dos. La fuerza estática que un conductor ejerce sobre otro conductor en paralelo (N/m) se formula como:

$$F = 0,866 \cdot \frac{\mu_0 \cdot I_p^2}{2 \cdot \pi \cdot a} \quad (6)$$

Donde a es la distancia entre fases e I_p la cresta de intensidad de cortocircuito trifásica:

$$\mu_0 = 4 \cdot \pi 10^{-7}$$

$$I_p = 102,6 kA$$

$$a = 3,5 m$$

Por tanto, sustituyendo estos valores en (6) se obtiene una fuerza por metro de:

$$F = 520,9 N/m$$

Por otro lado, existen unos esfuerzos dinámicos que dependen de la frecuencia de vibración del tubo, que a su vez es función del propio tubo, los apoyos del

embarrado y el vano. Con estas variables se puede calcular dos coeficientes necesarios para hallar los esfuerzos dinámicos de cortocircuito. Primero se calcula la frecuencia de vibración a la que se ve sometida el tubo:

$$f_c = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m}} \quad (7)$$

Donde I es la inercia de la sección del tubo, E es el módulo de Young del propio material, m es la masa unitaria del tubo (incluyendo el cable amortiguador), l es la longitud del vano y γ es el coeficiente del tubo y apoyos:

$$I = 902cm^4$$

$$m = F_p/g = 115,3/9,81 = 11,76kg/m$$

$$E = 70,000N/mm^2m$$

$$l = 13,5m$$

$$\gamma = 1,57$$

Por tanto, sustituyendo estos valores en la ecuación (7), se obtiene la frecuencia de vibración:

$$f_c = 1,99Hz$$

Con el valor de la frecuencia calculado, y según las tablas siguientes, se pueden calcular los valores de los factores V_σ

De la Figura 4 se obtiene el factor V_r , y de la Figura 5 se obtiene el valor de V_σ .

$$V_r = 1,8$$

$$V_\sigma = 0,3$$

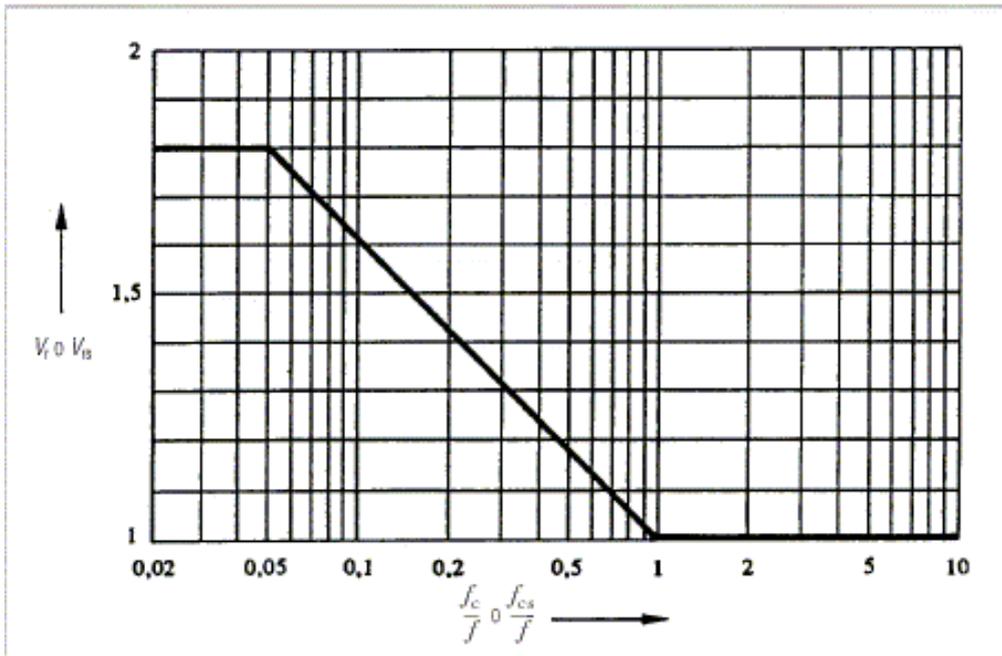


Figura 4: Relación de f_c/f_n con el factor V_r

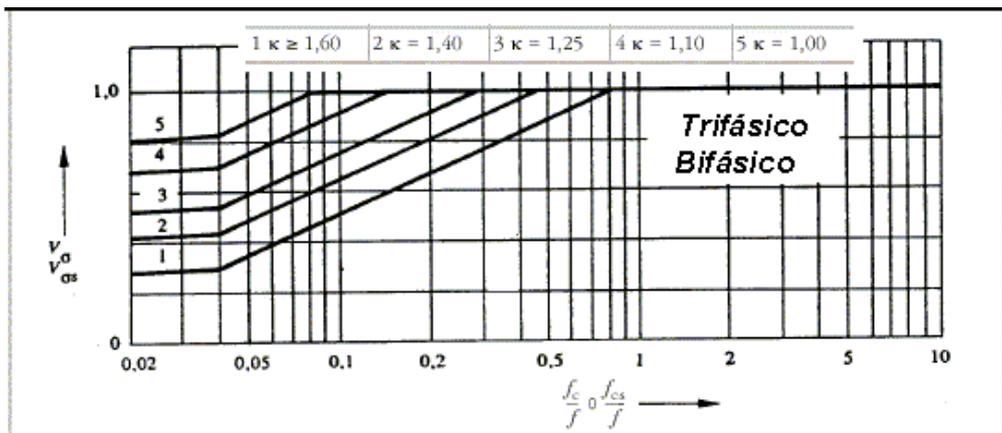


Figura 5: Relación de f_c/f_n con el factor V_σ

Por tanto, la tensión que se crea por el esfuerzo dinámico de cortocircuito del tubo es:

$$\sigma = \sum_{i=1}^2 V_{\sigma} \cdot V_r \cdot \beta \cdot \frac{F \cdot l^2}{8 \cdot W} \quad (8)$$

Donde β es un factor determinado en el IEC 865, W es el momento resistente del material, l es la longitud del vano y F es el esfuerzo estático calculado previamente. La tensión total se calcula con $i=2$, ya que existen 2 vanos iguales (la longitud del embarrado total es de 27 metros, 13,5 metros por cada vano).

$$\begin{aligned}\beta &= 1 \\ W &= 120cm^2 \\ l &= 13,5m \\ F &= 520,9N/m \\ V_\sigma &= 0,3 \\ V_r &= 1,8\end{aligned}$$

Sustituyendo estos valores en la Ecuación (8), se obtiene la tensión dinámica:

$$\sigma = 98,6N/mm^2$$

Una vez que se han calculado todos los posibles esfuerzos en el tubo, se puede obtener la tensión total máxima a la que se va a someter. El sumatorio de las tensiones creadas por viento, esfuerzo dinámico y por peso propio se calcula como:

$$\sigma_i = \frac{1}{8} \cdot \frac{P \cdot l^2}{W} \quad (9)$$

Sustituyendo los esfuerzos del viento y del peso propio en la Ecuación (9) se obtiene:

$$\sigma_v = \frac{1}{8} \cdot \frac{141,8 \cdot 13,5^2}{120} = 51,6N/mm^2$$

$$\sigma_p = \frac{1}{8} \cdot \frac{115,3 \cdot 13,5^2}{120} = 43,8N/mm^2$$

La tensión total será la suma de estas tensiones (que son normales entre sí), y por lo tanto será;

$$\sigma_t = \sqrt{(98,6 + 51,6)^2 + 43,8^2} = 156,4 N/mm^2$$

A continuación se halla el coeficiente de seguridad que tiene el tubo con respecto al límite de fluencia, que viene dado por:

$$c.s. = \frac{R_p}{\sigma_t} = \frac{160}{156,4} = 1,03 \quad (10)$$

Por último, se comprueba que el tubo cumpla con los esfuerzos de cortocircuito, determinados por la siguiente condición:

$$\sigma_t \leq R_p \cdot q \quad (11)$$

Donde R_p es $160 N/mm^2$ y q es el factor de resistencia del conductor para el tubo correspondiente 150/134 mm, y es 1,34. Sustituyendo en (11):

$$147 \leq 1,34 \cdot 160 = 215 N/mm^2$$

Por lo tanto, se cumple la norma y el tubo cumple con la condición de esfuerzos de cortocircuitos (CEI 865).

5.2.1.3. Esfuerzos en los aisladores de soporte

El esfuerzo máximo del vano se producirá en los aisladores de soporte intermedios, y se establece un coeficiente de 0,5 sobre el esfuerzo que se da en el vano (según CEI 865). Las acciones que se consideran son horizontales, considerándose el viento y el cortocircuito.

El esfuerzo que ejerce el viento sobre el tubo se calcula de 4:

$$F_v = 945 \cdot 150 \cdot 100^{-3} = 141,75 N/m$$

También es necesario calcular el esfuerzo que ejerce un posible cortocircuito sobre los aisladores de soporte:

$$F_{din} = 0,866 \cdot V_\sigma \cdot V_r \cdot \frac{\mu_0 \cdot I_p^2}{2 \cdot \pi \cdot a} \quad (12)$$

Donde los factores, se obtienen de las Figuras 4 y 5, y el valor de esfuerzo estático de la ecuación (6).

$$V_\sigma = 0,3$$

$$V_r = 1,8$$

$$F_{est} = 0,866 \cdot \frac{\mu_0 \cdot I_p^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 520,9 N/m$$

Sustituyendo en la ecuación (12), se obtiene

$$F_{din} = 0,3 \cdot 1,8 \cdot 520,9 = 286 N/m$$

Se consideran 2 vanos (cada uno de 13,5 m), y la suma de la fuerza dinámica de cortocircuito:

$$F_t = 2 \cdot (F_v + F_{din}) \cdot l \cdot \alpha \quad (13)$$

Donde α es el coeficiente designado según la norma y l es la longitud del vano, y se obtiene:

$$F_t = 2 \cdot (141,75 + 286) \cdot 7 \cdot 0,5 = 5774 N$$

Sabiendo que la altura a la que el tubo soporta este esfuerzo es a 17 cm de la cabeza del aislador de soporte, que a su vez mide 230 cm, se puede calcular el

esfuerzo que presenta en la cabeza, ya que el esfuerzo que garantiza el fabricante es en la cabeza:

$$F'_t = 5774 \cdot \frac{230 + 170}{230} = 6201N$$

Por otro lado, también hay que calcular el esfuerzo que el viento ejerce sobre el propio aislador de soporte, en particular sobre la cabeza del aislador:

$$F_v^{ais} = L_{ais} \cdot d_{ais} \cdot P_v \cdot \alpha \quad (14)$$

Donde L es la longitud del aislador, d el diámetro, P es la presión del viento y α el coeficiente de ponderación.

$$L_{ais} = 2,3m$$

$$d_{ais} = 0,35m$$

$$P_v = 94,5N/m$$

$$\alpha = 0,5$$

Sustituyendo en (14), se obtiene:

$$F_v^{ais} = 2,3 \cdot 0,35 \cdot 94,5 \cdot 0,5 = 380,5N$$

Sumando estas fuerzas se obtiene la fuerza total:

$$F_{total} = F_t + F_v^{ais} = 6201 + 380,5 = 6,581,5N$$

El aislador por tanto, trabajará con un coeficiente de seguridad con respecto a la carga máxima de rotura de:

$$\frac{10,000}{6581,5} = 1,52$$

El aislador cumple por tanto con el coeficiente exigido para apoyos de estructura metálica, que es 1,5.

5.2.1.4. Flecha del tubo

La flecha del tubo de aluminio máxima del vano, se obtiene de la expresión:

$$f_{max} = \frac{1}{185} \frac{Q \cdot l^4}{E \cdot I} \quad (15)$$

Donde Q es la carga distribuida verticalmente por el vano, l es la longitud del vano, E es el módulo de Young e I es la inercia de la sección del tubo.

$$P_p = 115,3N/m$$

$$l = 13,5m$$

$$E = 70,000N/mm^2$$

$$I = 902cm^4$$

Sustituyendo los valores en la ecuación (15):

$$f_{max} = \frac{1}{185} \frac{115,3 \cdot 13,5^4 \cdot 100}{70,000 \cdot 902} = 0,035m$$

5.2.1.5. Elongación del tubo del embarrado

Los efectos térmicos también afectan a la elongación del tubo, que se dilatará según el incremento de temperatura. la elongación total se obtendrá de la siguiente expresión, que depende de la longitud del vano l, el coeficiente de dilatación lineal α y el incremento de temperatura entre montaje ($35^\circ C$) y servicio ($80^\circ C$).

$$\Delta l = l_0 \cdot \alpha \cdot \Delta \theta \quad (16)$$

Donde:

$$l_0 = 13,5m$$

$$\alpha = 0,023mm/m^\circ C$$

$$\Delta\theta = 45^\circ C$$

Sustituyendo estos valores en (16),

$$\Delta l = 13,5 \cdot 0,023 \cdot 45 = 13,95mm$$

Por lo que se deben de añadir juntas especiales para absorber la dilatación causada por el incremento de temperatura.

5.2.1.6. Intensidad térmica de cortocircuito

La intensidad térmica de cortocircuito se expresa como:

$$I_\theta = I_p \cdot \sqrt{m+n} \quad (17)$$

Sustituyendo en la ecuación anterior, con coeficientes de disipación térmica $m=0,097$ y $0,758$, y la I_p , calculada en (3) se obtiene:

$$I_\theta = 102,8 \cdot \sqrt{0,097 + 0,758} = 94,9kA$$

La intensidad térmica obtenida tiene que ser menor a la capacidad térmica del tubo, que tiene una densidad de carga de cortocircuito de $\rho = 120A/mm^2$:

$$I_{max} = S \cdot \rho = 3,569 \cdot 120 = 428kA$$

Que es mayor que la intensidad térmica de cortocircuito en las condiciones correspondientes:

$$94,9kA \leq 428kA$$

5.2.1.7. Intensidad nominal de la barra principal

La intensidad del tubo nominal, incluida en la hoja de datos del fabricante es 4.408 A, a $30^{\circ}C$ de temperatura ambiente y $65^{\circ}C$ de temperatura de servicio. La intensidad nominal del tubo se corrige mediante unos factores establecidos en DIN 43670, que son los siguientes:

- $K1=0,925$ (aleación del tubo)
- $K2=1,25$ (temperatura de servicio de $80^{\circ}C$)
- $K3=1$ (tubo)
- $K4= 0,98$ (menos de 1000m)

Por tanto, multiplicando todos los factores por la intensidad nominal del fabricante, se obtiene:

$$In' = In \cdot K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 = 4995kA$$

Esta intensidad nominal soporta una potencia equivalente de 1900 MVA, superior a la que se necesita en la barra principal.

5.2.2. Cálculos del efecto Corona

A partir de la tensión crítica disruptiva aparece el efecto corona. Esta tensión se calcula para conductores cilíndricos, como es el tubo, con la fórmula de Peek:

$$U_c = E_0 \cdot \sqrt{3} \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot r \cdot \ln \frac{D}{r} \quad (18)$$

Donde:

- U_c es la tensión compuesta crítica en la que se empiezan a observar pérdidas debidas al efecto corona, y se le llama tensión crítica disruptiva.
- El coeficiente m_c se refiere a la rugosidad del conductor (1 para tubo liso).
- m_t es el meteorológico (1 en tiempo seco y 0,8 para húmedo).
- r es el radio del conductor en cm, que es 7,5 cm (150mm), D es la distancia entre conductores, que es 350 cm.
- δ es el factor de corrección de la densidad del aire, debido a la altura sobre el nivel del mar.

Teniendo en cuenta que h es la presión barométrica en cm de columna de mercurio (se toma 69,2 cm) y θ es la temperatura (se toma 11,4°C):

$$\delta = \frac{3,92 \cdot h}{273 + \theta} = 0,95 \quad (19)$$

También es necesario conocer el valor eficaz del campo eléctrico crítico para que se dé el efecto corona E_{0f} . Con esto, se puede calcular la tensión crítica formulada en (43) tanto para tiempo húmedo como tiempo seco:

$$E_{0f} = \frac{30 \cdot m_0 \cdot (1 + \frac{0,3}{\sqrt{r}})}{\sqrt{2}} \quad (20)$$

Sustituyendo en la ecuación anterior (m_0 es 1):

$$E_{0f} = 23,5kV/cm$$

Por último, sustituyendo en la ecuación de Peek:

$$U_{c,seco} = 643,5kV$$

$$U_{c,hum} = 514,8kV$$

Ambos valores son mayores que la tensión máxima de operación del embarrado, que es 245 kV, y por tanto no se producirá efecto corona.

5.2.3. Cálculos de selección de Pararrayos de 220kV

Para la selección del pararrayos es necesario tener en cuenta el sistema de puesta a tierra con el factor k, que se considera 1,5 en este caso. La tensión máxima soportada por el material es 245 kV para el sistema de 220 kV, y como en los sistemas pararrayos hay que considerar la tensión simple:

$$U_{max} = \frac{245}{\sqrt{3}} = 141,75kV \quad (21)$$

Considerando el coeficiente k que depende del sistema de puesta a tierra, obtenemos:

$$U_{TOV} \geq 1,5 \cdot U_{max} = 212,2kV$$

Valorando los valores estandarizados del catálogo de ABB para pararrayos de óxido de Zinc PEXLIM Q, podemos dimensionar el pararrayos para que la tensión residual del pararrayos sea mayor que la máxima del sistema, en este caso 212,2 kV.

Max. System Voltage	Rated Voltage	Max. continuous operating voltage 1)		TOV capability 2)		Max. residual voltage with current wave						
						30/60 μ s			8/20 μ s			
		as per IEC	as per ANSI/IEEE	1 s	10 s	0.5 kA	1 kA	2 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
U_m kV _{rms}	U_r kV _{rms}	U_c kV _{rms}	MCOV kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}
170	132	106	106	151	145	254	262	272	295	311	342	382
	144	108	115	165	158	277	286	297	322	339	373	417
	150	108	121	172	165	288	298	309	335	353	388	434
	162	108	131	186	178	312	321	334	362	381	419	469
	168	108	131	193	184	323	333	346	376	395	435	486
	192	108	152	220	211	369	381	396	429	452	497	555
	245	180	144	144	207	198	346	357	371	402	423	466
192		154	154	220	211	369	381	396	429	452	497	555
198		156	160	227	217	381	393	408	443	466	512	573
210		156	170	241	231	404	417	433	469	494	543	608
216		156	175	248	237	415	428	445	483	508	559	625
219		156	177	251	240	421	434	451	489	515	567	634
222		156	179	255	244	427	440	458	496	522	574	642
228		156	180	262	250	438	452	470	510	536	590	660

Figura 6: Catálogo de pararrayos de ABB de Oxido de Zinc PEXLIM Q

Podemos ver que el pararrayos que nos interesa es el que tiene $U_r=198$ kV. Los equipos aguantan una tensión máxima por impulso tipo rayo de 1050 kV. Viendo el pararrayos elegido, la tensión residual que se obtiene es de 466 kV, que nos da un coeficiente de seguridad mayor que 2, habitual en las prácticas de la industria.

5.3. Red de Tierras

5.3.1. Red de Tierras Inferior

5.3.1.1. Tensiones máximas admisibles

Las tensiones de paso y de contacto necesarias para el diseño de la red de tierras inferior de la subestación se considera el MIE-RAT 13. La resistividad del terreno en el que se encuentra la parcela es de 100 ohmios por metro. Algunos datos necesarios para el cálculo de la red son:

- Intensidad de cortocircuito monofásico 40kA
- Tiempo de despeje de la falta: 0,5 s

- Resistividad de la grava: $3000 \Omega/m$

Las tensiones de paso y de contacto máximas admisibles dependen del tiempo de despeje t , el coeficiente K (72 para t menores de 0,9 s), y n (1 para t menores de 0,9 s), y se calculan con las siguientes expresiones (ITC 13 del MIE-RAT):

- Tensión de Paso máxima admisible:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000}\right) \quad (22)$$

$$V_p = 27360V$$

- Tensión de contacto máxima admisible:

$$V_c = \frac{K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{1,5 \cdot \rho_s}{1000}\right) \quad (23)$$

$$V_c = 792V$$

También se calculan las establecidas por la norma internacional IEEE 80-2000, con el objetivo de establecer un análisis crítico de estos valores:

- La tensión de paso máxima admisible se puede calcular según la siguiente expresión:

$$E_p = (1000 + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (24)$$

$$E_p = 3030V$$

- La tensión de contacto máxima admisible se puede calcular según la siguiente expresión:

$$E_c = (1000 + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (25)$$

$$E_c = 921V$$

Donde el coeficiente $C_s = 1 - \left(\frac{0,09 \cdot (1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2 \cdot h_s + 0,09} \right) = 0,7$

5.3.1.2. Resistencia de puesta a tierra R_g

Se diseña una malla de tierra para el diseño del electrodo de la red de tierras. La resistencia de puesta a tierra R_g se calcula como:

$$R_g = \rho \cdot \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20} \cdot A} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (26)$$

Donde ρ es la resistividad del terreno (100 ohmios por metro), L es la longitud del conductor enterrado (3000 m), h es la profundidad a la que se encuentra el conductor enterrado (0,6 m) y A es el área que ocupa la malla (2000 m^2). El conductor que se utiliza para la malla es de cobre de 120 mm^2 (diámetro de 0,014 mm). Sustituyendo estos valores en la ecuación anterior se obtiene:

$$R_g = 0,25\Omega$$

5.3.1.3. Intensidad de defecto a tierra

Como se ha descrito al principio de la sección, la intensidad de cortocircuito monofásico es de 40kA. Debido a que no toda la corriente de falta se sirve por la red de tierras, según la IEEE 80-2000, se puede establecer un coeficiente que determine qué porcentaje de la corriente de falta afecta a la red de tierras. El reglamento español MIE-RAT (ITC 13) establece un porcentaje del 30 %, aunque conviene estudiar la norma de la IEEE por ser un organismo reconocido internacionalmente en el diseño de sistemas eléctricos. Así, partiendo de 0,25 Ω calculado antes, de que la topología de la subestación es 2/6 (2 salidas de línea y 6 feeders de media tensión), y de que la contribución a la falta es 100 % remota a la subestación que estamos estudiando, se puede obtener el valor de corriente según la siguiente Figura:

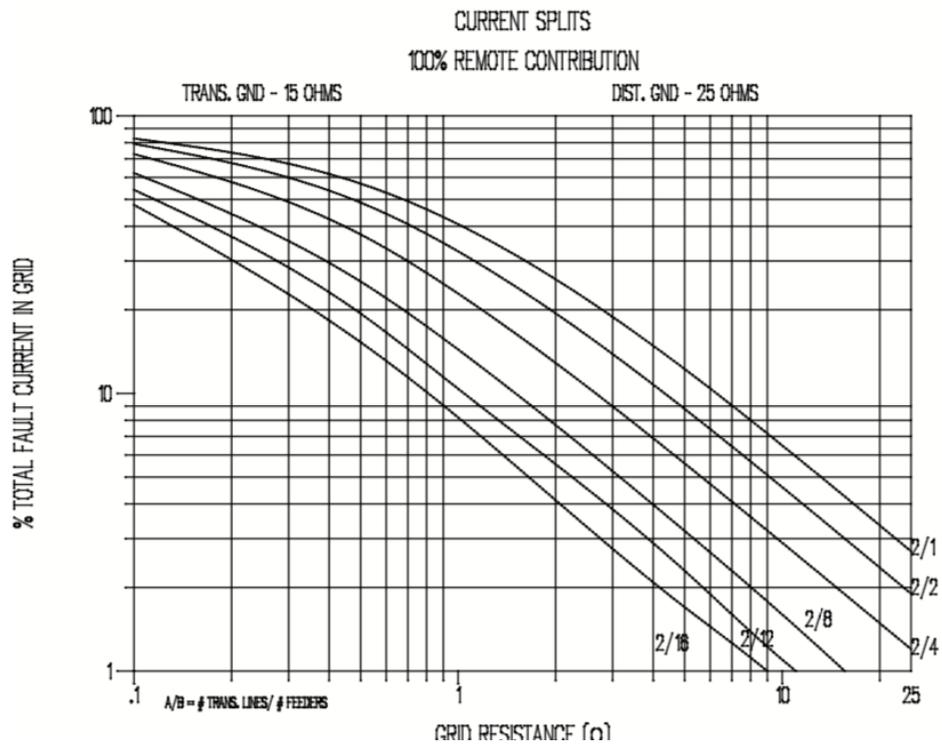


Figura 7: Corriente de falta en la red de tierras según IEEE 80-2000

Interpolando, se obtiene un valor del 45%. Por tanto, la intensidad de falta que la malla deriva a tierra tiene un valor de:

$$I_g = 40 \cdot 0,45 = 18kA$$

5.3.1.4. Tensiones de paso y de contacto

La IEEE 80-2000 establece el siguiente criterio para el cálculo de las tensiones de paso y de contacto, a partir de la corriente de falta que atraviesa la red de tierras de la subestación. Algunas de las consideraciones que se han tenido en cuenta para los siguientes cálculos han sido:

- Sección y diámetro del conductor de cobre: $120mm^2$, 0,014 m
- Área de la malla: $5580 m^2$

- Resistividad del terreno: $100 \Omega/m$
- Distancia entre líneas de mallado: 10 m
- Profundidad de la malla enterrada: 0,6 m
- Longitud del conductor de cobre: 1200 m

También hay que considerar algunos factores de corrección establecidos en la norma:

- Factor de corrección por la profundidad de la malla:

$$K_h = \sqrt{1 + h} = 1,265$$

- Factor de corrección por la geometría de la malla:

$$K_g = 0,644 + 0,148 \cdot n$$

Donde $n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$, que se calculan como:

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = \frac{2 \cdot 1200}{300} = 8$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{300}{4 \cdot \sqrt{5580}}} = 1,002$$

$$n_c = \left(\frac{L_x \cdot L_y}{A}\right)^{\frac{0,7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}} = \left(\frac{62 \cdot 90}{5580}\right)^{\frac{0,7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}} = 1$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} = 1$$

Las variables utilizadas son longitud de la malla L_c , perímetro de la red de tierras L_p , longitudes en los ejes x e y L_x e L_y , diagonal de la red D_m . Sustituyendo, obtenemos:

$$n = 8$$

$$K_g = 1,828$$

- Factor de corrección de espaciamiento de tensión de contacto:

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi i} \cdot \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{1}{Kh} \cdot \ln \frac{8}{\pi(2 \cdot n - 1)} \right] = 0,7$$

- Factor de corrección de espaciamiento de tensión de paso:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{n-2}) \right] = 0,313$$

Finalmente se pueden calcular las tensiones de paso y de contacto según la norma IEEE 80-2000:

$$E_p = \rho \cdot K_s \cdot K_g \cdot \frac{I_g}{L} = 100 \cdot 0,313 \cdot 1,828 \cdot \frac{18}{1200} = 845V$$

$$E_c = \rho \cdot K_m \cdot K_g \cdot \frac{I_g}{L} = 100 \cdot 0,7 \cdot 1,828 \cdot \frac{18}{1200} = 1890V$$

Como no cumple la tensión de contacto U_c , se instalarán picas profundas en los puntos críticos con rellenos de bentonita, y las comprobaciones a nivel de cálculo se han de realizar con un software especializado (ETAP, CDEGS...) en el cálculo

de tierras en una fase más avanzada del proyecto. De cualquier forma, una vez instalada la red de tierras en obra se realizarán ensayos in situ para comprobar que los límites están dentro de los permitidos.

5.3.1.5. Sección mínima del conductor

Según la normativa española, la máxima densidad de corriente que puede soportar un cable de cobre es de $192 A/mm^2$, y como el conductor tiene una sección de $120 mm^2$.

$$I_{mx} = 192 \cdot 120 = 23kA$$

Se establece que en cada punto de tierra se derivan dos conductores, por lo que la intensidad de falta es la mitad, 20 kA, que es menor que la máxima admitida.

5.3.2. Red de Tierras Superior

También se diseña una red de tierras superior cuyo objetivo es proteger a la subestación de las descargas atmosféricas, conduciendo la sobretensión hasta la malla de tierra de forma segura, protegiendo a las personas y a los equipos correspondientes. Básicamente, consta de pararrayos tipo punta Franklin y cables de guarda, que se unen a la malla inferior. Para diseñar los cables de guarda y los pararrayos, los siguientes cálculos siguen el método electrogeométrico, utilizado para apantallar la subestación, y evitando así que cualquier tipo de sobretensión afecte a las zonas dentro de dicho apantallamiento.

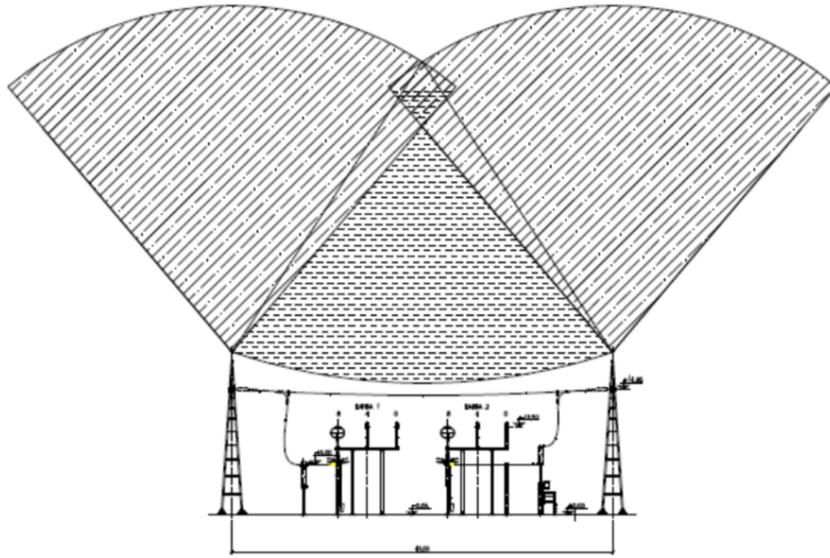


Figura 8: Zona de cebado en una subestación estándar

La zona de cebado viene limitada por el radio máximo en el que los sistemas de protección capturan la sobrecarga atmosférica y viene dado por la siguiente expresión:

$$R = 8 \cdot I^{0,65} \quad (27)$$

$$I = \frac{U \cdot N}{Z} \quad (28)$$

Donde R es el radio de cebado crítico, U es la tensión máxima soportada a impulsos tipo rayo (1050 kV para tensiones nominales de 220 kV), N es el número de líneas conectadas (en el caso de esta subestación es 2), y Z es la impedancia característica de cada línea (se estima en 400Ω). Sustituyendo en (27) y (28) se obtiene el siguiente resultado:

$$I = 5,256kA$$

$$R = 23,5m$$

Por tanto, el radio crítico de cebado con centro en los pórticos donde se instalarán las puntas Franklin garantizan el apantallamiento de la subestación.

6. Línea aérea de 220kV

6.1. Objeto de los Cálculos

El Objeto de los siguientes Cálculos es una justificación al diseño que se ha llevado a cabo en la línea de alta tensión, así como presentar las soluciones de elementos críticos, necesarias para que la operación en la instalación sea eficiente y sobre todo, segura. Los cálculos que se han llevado a cabo, y que vienen detallados a continuación son los siguientes:

- Cálculos eléctricos
 - Distancia geométrica
 - Parámetros de línea: caída de tensión
 - Capacidad de transporte por límite térmico
 - Pérdida de potencia
 - Efecto Corona
- Cálculos mecánicos de los conductores: hipótesis y tendido

6.2. Cálculos eléctricos

6.2.1. Características eléctricas de la línea

En la siguiente tabla se muestran las características generales eléctricas de la línea de evacuación, que son necesarias para los siguientes cálculos que se realizan en esta sección:

Tensión nominal	220 kV
Tensión más elevada	245 kV
Circuitos	1
Conductor	LA-380
Número de conductores por fase	1

Frecuencia	50 Hz
Factor de potencia	$\cos \phi = 0,9$
Longitud	5000 m
Potencia prevista a transportar	100 MW

También se presentan a continuación las características generales del conductor utilizado, LA-380 (GULL):

Denominación	LA-380
Composición	54 de 2,82 mm (Al) + 7 de 2,82 mm (Ac)
Sección total	381,1 mm ²
Diámetro total	25,38 mm
Resistencia eléctrica a 20°C	0,119 Ω /Km
Disposición conductores	En tresbolillo

6.2.1.1. Distancia geométrica entre fases

Como la disposición es tresbolillo, se calcula la distancia media geométrica entre las tres fases, siendo $b = 3,3$, y $a = c = 4,6$ metros:

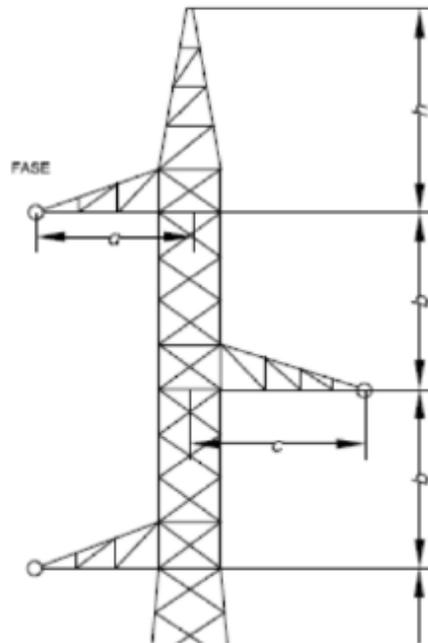


Figura 9: Distancias entre fases del apoyo

Con estas medidas calculamos la distancia geométrica como:

$$D_m = \sqrt[3]{d_{1-2} \cdot d_{1-3} \cdot d_{2-3}} = \sqrt[3]{((2a)^2 + b^2) \cdot 2b} = 8,574mm \quad (29)$$

6.2.1.2. Ecuaciones de propagación

Suponemos una resistencia eléctrica de $R_k=0,119 \Omega/km$ y una **reactancia** que se calcula como:

$$X_k = L \cdot w = \left[0,25 + 4,6 \cdot \log \frac{D_m}{\sqrt{r \cdot r'}} \right] \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \quad (30)$$

La **susceptancia** se calcula con la siguiente fórmula:

$$B_k = C \cdot w = \frac{24,2}{\log \frac{D_m}{r}} \cdot 10^{-9} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \quad (31)$$

La **perditancia** G_k es un parámetro que representa la falta de aislamiento de zonas entre tensión y derivaciones a tierra, y se considera despreciable en este modelo. Por tanto, la impedancia total de la línea Z y la admitancia Y se calculan como:

$$Z = R + j \cdot X = \text{mod/arg} \quad (32)$$

$$Y = G + j \cdot B = j \cdot B \quad (33)$$

También se calculan la impedancia, ángulo y potencia características de la línea eléctrica, de manera que:

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \quad (34)$$

$$\theta_c = \sqrt{Z \cdot Y} \quad (35)$$

$$P_c = \frac{U^2}{Z_c} \quad (36)$$

Resolviendo estas ecuaciones se obtienen los siguientes resultados:

Variable	Resultado
Longitud de la línea	5.012 m
Distancia geométrica	8,57 mm
Resistencia eléctrica R_k (Ω/km)/ R (Ω)	0,119 Ω/km / 0,597 Ω
Reactancia de autoinducción X_k (Ω/km) / X (Ω)	0,38 Ω/km / 1,9 Ω
Susceptancia B_k (S/km)	$2,69 \cdot 10^{-6}$ S/km / $13,45 \cdot 10^{-6}$ S
Perditanancia G_k	0
Impedancia Z	$0,597 + j \cdot 1,9 \Omega$
Admitancia Y	$13,45 \cdot 10^{-6}$ S
Impedancia característica Z_c	$384,8 \angle -8,72$
Angulo característico θ	$0,00518 \angle 81,27$
Potencia característica P_c (MW)	124,3 MW

Cuadro 7: Resultados de la impedancia de línea

Con estos valores calculados, se pueden plantear las ecuaciones de propagación de la línea eléctrica, que sirven para calcular la tensión y la intensidad en el inicio y final de la línea.

$$V_1 = A \cdot V_2 + B \cdot I_2 \quad (37)$$

$$I_1 = C \cdot V_2 + D \cdot I_2 \quad (38)$$

Donde los parámetros constantes de la línea A, B, C y D se calculan como:

$$A = D = 1 + \frac{Z \cdot Y}{2} \quad (39)$$

$$B = Z \cdot \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{6}\right) \quad (40)$$

$$C = Y \cdot \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{6}\right) \quad (41)$$

Estas constantes se calculan con los valores obtenidos en la Tabla 7, y su resultado se muestra en la siguiente tabla:

Parámetro	Resultado
Parámetro de propagación A	$1 + j \cdot 4,01 \cdot 10^{-6}$
Parámetro de propagación B	$0,597 + j \cdot 1,9$
Parámetro de propagación C	$-1,8 \cdot 10^{-11} + j \cdot 1,34 \cdot 10^{-5}$
Parámetro de propagación D	$1 + j \cdot 4,01$

Cuadro 8: Resultados de los parámetros de línea

Finalmente, volviendo a las ecuaciones anteriores, tomando como referencia la tensión nominal compuesta en el punto 2 (final de la línea), se llevan a cabo los siguientes cálculos.

$$\bar{V}_2 = 220 \angle 0 \text{ kV}$$

$$\bar{I}_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3} \cdot V_2 \cdot \cos(\phi)} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,9} = 291,6 \angle -25,84 \text{ A}$$

Por último, con la ecuación (37), podemos hallar la tensión al inicio de la línea, y por tanto la caída de tensión:

$$\bar{V}_1 = 127,398 \angle 0,19 \text{ kV}$$

$$\Delta V \% = \frac{|\bar{V}_1| - |\bar{V}_2|}{|\bar{V}_2|} \cdot 100 = \frac{127,398 - 127}{127} \cdot 100 = 0,313 \%$$

6.2.1.3. Capacidad de transporte por límite térmico

Las temperaturas para el cálculo de la capacidad térmica se han obtenido de Guía Resumida del Clima en España de 1971-2000, el Ministerio de Obras Públicas y Transporte. Se calcula por tanto la capacidad de transporte de energía eléctrica

teniendo en cuenta una velocidad del viento de 0,6 m/s, y las condiciones de radiación solar en las zonas más desfavorables. La capacidad se resume como:

T. Estación	Potencia (MVA)	Intensidad (A)
T. Invierno: 11 °C	726 MVA	1905 A
T. Verano: 31 °C	616 MVA	1617 A

Cuadro 9: Capacidad térmica de la línea

6.2.1.4. Pérdida de potencia

La pérdida de potencia por efecto Joule en la línea se calcula a partir de la siguiente expresión, con los valores de resistencia calculados previamente:

$$P(\%) = \frac{100 \cdot R \cdot P}{U^2 \cdot \cos^2(\theta)} \quad (42)$$

Resolviendo,

$$\frac{100 \cdot 0,597 \cdot 100}{220^2 \cdot \cos^2(0,9)} = 0,152\% = 0,152MW$$

Con los cálculos realizados en esta sección se puede afirmar que el conductor seleccionado LA-380 (GULL) es válido para cumplir con los requisitos necesarios en términos de caída de tensión, capacidad de transporte y pérdidas de potencia.

6.2.1.5. Cálculos del efecto Corona

También se ha llevado a cabo el cálculo del efecto corona, el cual se produce cuando el conductor adquiere un potencial lo suficientemente elevado como para dar un gradiente de campo eléctrico radial igual o superior a la rigidez dieléctrica del aire. Con este cálculo se comprobará si en algún punto de la línea se llega a alcanzar la tensión crítica disruptiva. Para ello utilizaremos la fórmula de Peek:

$$U_c = V_c \cdot \sqrt{3} = \frac{29,8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot r \cdot \ln \frac{D}{r} \quad (43)$$

Donde:

- U_c es la tensión compuesta crítica en la que se empiezan a observar pérdidas debidas al efecto corona, y se le llama tensión crítica disruptiva.
- V_c es la tensión simple que se corresponde con U_c .
- El valor de 29,8 es el máximo valor a $25^\circ C$ de la rigidez dieléctrica del aire, en kV/cm .
- El coeficiente m_c se refiere a la rugosidad del conductor (0,85).
- m_t es el meteorológico (1 en tiempo seco y 0,8 para húmedo)
- r es el radio del conductor en cm, D es la distancia media geométrica calculada previamente en cm
- δ es el factor de corrección de la densidad del aire, debido a la altura sobre el nivel del mar.

Teniendo en cuenta que h es la presión barométrica en cm de columna de mercurio (se toma 69,2 cm) y θ es la temperatura (se toma $11,4^\circ C$):

$$\delta = \frac{3,92 \cdot h}{273 + \theta} = 0,95 \quad (44)$$

Con esto, se puede calcular la tensión crítica formulada en (43) tanto para tiempo húmedo como tiempo seco:

$$U_{c,seco} = 433,9kV$$

$$U_{c,hum} = 347,2kV$$

Ambos valores son mayores que la tensión máxima de operación de la línea, que es 245 kV, y por tanto no se producirá efecto corona.

6.3. Cálculos mecánicos

6.4. Cálculos del Conductor

6.4.0.1. Ecuaciones de Cambio de Condiciones

Las hipótesis para realizar los cálculos de tensiones y flechas del conductor de la línea se basan en lo definido en el Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta tensión, en el apartado 3.5 de la ITC-LAT-07. Estas hipótesis se realizarán para la zona definida como B (para alturas entre 500 y 1000 metros sobre el nivel del mar), para un viento máximo de 140 km/h, y para una temperatura máxima de 85 °C. Para el cálculo se utilizará la ecuación de cambio de condiciones, partiendo de la hipótesis de tense máximo fijo. Dicha ecuación se formula como:

$$t_1^2 \cdot (t_1^2 \cdot -K + \lambda \cdot E \cdot (\theta_1 - \theta_0)) = a^2 \cdot w^2 \frac{E}{24} \cdot m_1^2 \quad (45)$$

Donde:

$$K = t_0 - \left(a^2 \cdot m_0^2 \cdot w^2 \cdot \frac{E}{24 \cdot t_0^2} \right) \quad (46)$$

Por tanto, la tensión horizontal del conductor se formula como:

$$T = t \cdot s \quad (47)$$

Y la flecha vendrá determinado por el momento flector que causa el peso del propio cable:

$$f = \frac{a^2 \cdot w}{8 \cdot t_1} \quad (48)$$

Las variables definidas en las ecuaciones previas son:

- tensión específica en el estado inicial en daN/mm²

- t_1 = tensión específica en la hipótesis a calcular en daN/mm²
- a = vano de regulación en m
- m_0 = coeficiente de simultaneidad de sobrecargas de hielo y viento estado inicial
- m_1 = coeficiente de simultaneidad de sobrecargas de hielo y viento hipótesis a calcular
- $\theta_1 - \theta_0$ = diferencia de temperaturas
- λ = coeficiente dilatación lineal
- E = módulo elasticidad en daN/mm²
- w = peso por metro y por mm² de sección
- T = Tense horizontal en daN.
- s = Sección del cable

La tensión máxima a la que se somete el conductor no puede superar la tensión de rotura del cable, especificado en las características del cable. Para que esto no suceda, se aplica un coeficiente de seguridad mayor de **2,5**. Por tanto, las hipótesis consideradas (y las acciones de cada una de ellas son) por estar en Zona designada en el reglamento como B son:

- Esfuerzos considerados al calcular la FLECHA MÁXIMA:
 - Viento de 120 km/h, y temperatura de 15°C.
 - Acción de la temperatura del conductor a 85°C.
 - Acción de hielo y temperatura a 0°C.
- Esfuerzos considerados al calcular la TRACCIÓN MÁXIMA:
 - Viento de 140 km/h, y temperatura de -10°C.
 - Acción del hielo y temperatura de -15°C.

- Hielo y viento a 60km/h, a $-15^{\circ}C$.

Estos cálculos se realizan teniendo en cuenta el peso propio del conductor. La carga máxima de rotura del conductor tiene que tener un factor mayor que 2,5, y para que sea un número redondo con suficiente coeficiente de seguridad se supone una carga máxima de 3300kg:

$$= \frac{T_{C.R.}}{T_{max}} = \frac{11,135}{3300} = 3,37 > 2,5$$

Se ha considerado que la hipótesis más desfavorable es con hielo y viento (la tercera de tracción máxima definida antes), por lo que se asignará el valor de carga máxima a esta hipótesis. Posteriormente se comprobarán que las otras hipótesis son más favorables con las ecuaciones de cambio de condiciones (45).

6.4.0.2. Tracción máxima por sobrecarga del viento

La carga que recibe el conductor por causa del viento en dirección horizontal y se calcula como la presión q que ejerce el viento sobre el conductor (diámetro d) teniendo en cuenta el vano viento, que es el vano medio de los dos vanos adyacentes:

$$P_v = q \cdot d \cdot \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (49)$$

Según el RLAT, la presión que el viento ejerce sobre el conductor depende del diámetro de éste, siendo v_v la velocidad del viento:

$$q = 60 \cdot \left(\frac{v_v}{120}\right)^2 \quad d < 16mm \quad (50)$$

$$q = 50 \cdot \left(\frac{v_v}{120}\right)^2 \quad d > 16mm \quad (51)$$

$$(52)$$

En el caso de este proyecto el diámetro es 25,4 mm por lo que la presión del viento es la segunda expresión.

6.4.0.3. Tracción máxima por sobrecarga de hielo

Sucede en las Zonas B y C, que dependen de la altura sobre el nivel del mar en el que se encuentra la línea, y afecta al peso del conductor, ya que este aumenta al crearse un manguito de hielo alrededor del conductor. Esta sobrecarga depende del diámetro del conductor y se expresa como;

$$P_h = 0,18 \cdot \sqrt{d} \quad (53)$$

$$P_h = 0,18 \cdot \sqrt{25,38} = 0,907kg/m$$

Por otra parte, el espesor del manguito se calcula como:

$$e = -r_c + \sqrt{r_c^2 + \frac{240 \cdot \sqrt{2r_c}}{\pi}} \quad (54)$$

Donde r_c es el radio del conductor y e el espesor del manguito.

$$e = 10,67mm$$

6.4.0.4. Tracción máxima por sobrecarga de viento y hielo

La última hipótesis es de hielo a $-15^\circ C$ y viento a 60km/h. En este caso afectan tres factores a la carga total: en el eje vertical se tiene el peso del conductor y del manguito, y en el eje horizontal la carga del viento sobre el conductor más dos veces el espesor del manguito de hielo.

6.4.0.5. Vano regulador

La tensión entre dos puntos de amarre tiene que ser la misma en toda la línea, y es por eso que los cálculos de tensión en el conductor se llevan a cabo con el vano regulador. Este vano es el mismo para la serie de vanos que se encuentran entre dos de amarre, se calcula como:

$$V_{reg} = \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum a}} \quad (55)$$

Cantón	Apoyo	Vano (m)	Vano regulador (m)
Cantón 1	P-AP01	58	58
Cantón 2	AP01-AP02	174	174
Cantón 3	AP02-AP03	320	281,9
	AP03-AP04	269	281,9
	AP04-AP05	238	281,9
Cantón 4	AP05-AP06	236	342,33
	AP06-AP07	326	342,33
	AP07-AP08	386	342,33
	AP08-AP09	327	342,33
	AP09-AP10	353	342,33
	AP10-AP11	357	342,33
	AP11-AP12	354	342,33
Cantón 5	AP12-AP13	291	291
Cantón 6	AP13-AP14	343	434
	AP14-AP15	297	434
	AP15-AP16	218	434
	AP16-AP17	353	434
Cantón 7	AP17-P	112	112

Cuadro 10: Vanos reguladores de la línea

6.4.0.6. Tablas de resultados

Según las hipótesis descritas previamente, se han calculado los siguientes resultados para el conductor **LA-380 GULL**:

Hipótesis	T	e mang. (mm)	Peso hielo (kg/m)	V viento (km/h)	P viento (kg/m)	D+mang. (mm)	C. Viento (kg/m)	P. cond (kg/m)	Total (kg/m)
Viento	-10	0	0	140	1,7273	25,38	1,8	1,274	2,146308759
Hielo	-15	10,67	0,9068	0	0	46,72	0	1,274	2,1808
Viento+Hielo	-15	10,67	0,9068	60	1,269	46,72	0,3173	1,274	2,52314281
EDS	15	0	0	0	0	25,38	0	1,274	1,274
Flecha máx T	85	0	0	0	0	25,38	0	1,274	1,274
Flecha máx V	15	0	0	120	1,269	25,38	1,269	1,274	1,79817602
Flecha máx H	0	10,67	0,9068	0	0	46,72	0	1,274	2,1808
Flecha mín	-15	0	0	0	0	25,38	0	1,274	1,274

Figura 10: Tabla de resultados de hipótesis de cálculo para el conductor LA-380 GULL

La tabla 10 muestra las tensiones obtenidas según cada hipótesis. Con la hipótesis consideradas en la tabla anterior se puede definir las tensiones de cada cantón, partiendo de la hipótesis más desfavorable, que es la que considera hielo y viento. A partir de esta hipótesis se pueden calcular las tensiones de las otras hipótesis con las ecuaciones de cambio de condiciones.

A continuación se presentan las cargas presentes en cada cantón de la línea:

Cuadro 11: Hipótesis del Cantón 1

Hipótesis	T(kg)	C.S.	Flecha (m)	k
Viento	3.015,00	3,69	0,25	1.404,74
Hielo	3.297,00	3,38	0,28	1.511,83
Viento+Hielo	3.300,00	3,37	0,28	1.307,89
EDS	1.806,00	6,17	0,30	1.417,58
Flecha máx T	497,00	22,40	1,08	390,11
Flecha máx V	1.939,00	5,74	0,39	1.078,31
Flecha máx H	2.631,00	4,23	0,35	1.206,44
Flecha mín	3.195,00	3,49	0,17	2.507,85

Cuadro 12: Hipótesis del Cantón 2

Hipótesis	T(kg)	C.S.	Flecha (m)	k
Viento	3.129,00	3,56	2,60	1.457,85
Hielo	3.283,00	3,39	2,51	1.505,41
Viento+Hielo	3.300,00	3,37	2,53	1.307,89
EDS	1.861,00	5,98	2,59	1.460,75
Flecha máx T	1.112,00	10,01	4,34	872,84
Flecha máx V	2.313,00	4,81	2,95	1.286,30
Flecha máx H	2.916,00	3,82	2,84	1.337,12
Flecha mín	3.195,00	3,49	0,17	2.507,85

Cuadro 13: Hipótesis del Cantón 3

Hipótesis	T(kg)	C.S.	Flecha (m)	k
Viento	3.166,00	3,52	6,73	1.475,09
Hielo	3.275,00	3,40	6,61	1.501,74
Viento+Hielo	3.300,00	3,37	6,63	1.307,89
EDS	1.884,00	5,91	6,72	1.478,81
Flecha máx T	1.415,00	7,87	8,94	1.110,68
Flecha máx V	2.481,00	4,49	7,20	1.379,73
Flecha máx H	3.064,00	3,63	7,07	1.404,99
Flecha mín	2.240,00	4,97	5,65	1.758,24

Cuadro 14: Hipótesis del Cantón 4

Hipótesis	T(kg)	C.S.	Flecha (m)	k
Viento	3.171,00	3,51	9,89	1.477,42
Hielo	3.272,00	3,40	9,76	1.500,37
Viento+Hielo	3.300,00	3,37	9,78	1.307,89
EDS	1.891,00	5,89	9,87	1.484,30
Flecha máx T	1.521,00	7,32	12,27	1.193,88
Flecha máx V	2.534,00	4,39	4,38	1.409,21
Flecha máx H	3.113,00	3,58	10,26	1.427,46
Flecha mín	2.138,00	5,21	8,73	1.678,18

Cuadro 15: Hipótesis del Cantón 5

Hipótesis	T(kg)	C.S.	Flecha (m)	k
Viento	3.168,00	3,51	7,17	1.476,02
Hielo	3.275,00	3,40	7,05	1.501,74
Viento+Hielo	3.300,00	3,37	7,07	1.307,89
EDS	1.885,00	5,91	7,15	1.479,59
Flecha máx T	1.433,00	7,77	9,41	1.124,80
Flecha máx V	2.491,00	4,47	7,65	1.385,29
Flecha máx H	3.073,00	3,62	7,51	1.409,12
Flecha mín	2.221,00	5,01	6,07	1.743,33

Cuadro 16: Hipótesis del Cantón 6

Hipótesis	T(kg)	C.S.	Flecha (m)	k
Viento	3.189,00	3,49	15,87	1.485,81
Hielo	3.270,00	3,41	15,74	1.499,45
Viento+Hielo	3.300,00	3,37	15,77	1.307,89
EDS	1.896,00	5,87	15,86	1.488,23
Flecha máx T	1.631,00	6,83	18,44	1.280,22
Flecha máx V	2.585,00	4,31	16,44	1.437,57
Flecha máx H	3.160,00	3,52	16,29	1.449,01
Flecha mín	2.052,00	5,43	14,66	1.610,68

Cuadro 17: Hipótesis del Cantón 7

Hipótesis	T(kg)	C.S.	Flecha (m)	k
Viento	3.095,00	3,60	1,09	1.442,01
Hielo	3.290,00	3,38	1,04	1.508,62
Viento+Hielo	3.300,00	3,37	1,05	1.307,89
EDS	2.339,00	4,76	0,85	1.835,95
Flecha máx T	834,00	13,35	2,40	654,63
Flecha máx V	2.142,00	5,20	1,32	1.191,21
Flecha máx H	2,78	4.011,17	1,23	1,27
Flecha mín	2.946,00	3,78	0,68	2.312,40

Apoyo	#C	-5		0		5		10		15		20		25		30		35		40		45		
		T(kg)	F(m)																					
	1	58	2.719,00	0,20	2.477,00	0,22	2.246,00	0,24	2.021,00	0,27	1.806,00	0,30	1.603,00	0,33	1.416,00	0,38	1.249,00	0,43	1.103,00	0,49	981,00	0,55	875,00	0,61
	2	174	2.319,00	2,08	2.189,00	2,20	2.070,00	2,33	1.960,00	2,46	1.861,00	2,59	1.771,00	2,72	1.688,00	2,86	1.614,00	2,99	1.546,00	3,12	1.484,00	3,25	1.428,00	3,38
	3	320	2.105,00	7,75	2.044,00	7,98	1.987,00	8,21	1.934,00	8,43	1.884,00	8,66	1.837,00	8,88	1.793,00	9,09	1.751,00	9,31	1.712,00	9,53	1.675,00	9,74	1.639,00	9,95
	4	269	2.105,00	5,47	2.044,00	5,64	1.987,00	5,80	1.934,00	5,96	1.884,00	6,12	1.837,00	6,27	1.793,00	6,43	1.751,00	6,58	1.712,00	6,73	1.675,00	6,88	1.639,00	7,03
	5	238	2.105,00	4,29	2.044,00	4,41	1.987,00	4,54	1.934,00	4,66	1.884,00	4,79	1.837,00	4,91	1.793,00	5,03	1.751,00	5,15	1.712,00	5,27	1.675,00	5,39	1.639,00	5,50
	6	236	2.047,00	4,33	2.005,00	4,42	1.965,00	4,51	1.927,00	4,60	1.891,00	4,69	1.857,00	4,78	1.824,00	4,86	1.792,00	4,95	1.763,00	5,03	1.734,00	5,12	1.706,00	5,20
	7	326	2.047,00	8,27	2.005,00	8,44	1.965,00	8,61	1.927,00	8,78	1.891,00	8,95	1.857,00	9,11	1.824,00	9,28	1.792,00	9,44	1.763,00	9,60	1.734,00	9,76	1.706,00	9,92
	8	386	2.047,00	11,59	2.005,00	11,83	1.965,00	12,08	1.927,00	12,31	1.891,00	12,55	1.857,00	12,78	1.824,00	13,01	1.792,00	13,24	1.763,00	13,46	1.734,00	13,68	1.706,00	13,91
	9	327	2.047,00	8,32	2.005,00	8,49	1.965,00	8,67	1.927,00	8,84	1.891,00	9,00	1.857,00	9,17	1.824,00	9,34	1.792,00	9,50	1.763,00	9,66	1.734,00	9,82	1.706,00	9,98
	10	353	2.047,00	9,69	2.005,00	9,90	1.965,00	10,10	1.927,00	10,30	1.891,00	10,49	1.857,00	10,69	1.824,00	10,88	1.792,00	11,07	1.763,00	11,26	1.734,00	11,44	1.706,00	11,63
	11	357	2.047,00	9,92	2.005,00	10,12	1.965,00	10,33	1.927,00	10,53	1.891,00	10,73	1.857,00	10,93	1.824,00	11,13	1.792,00	11,33	1.763,00	11,51	1.734,00	11,70	1.706,00	11,90
	12	354	2.047,00	9,75	2.005,00	9,95	1.965,00	10,16	1.927,00	10,36	1.891,00	10,55	1.857,00	10,75	1.824,00	10,94	1.792,00	11,14	1.763,00	11,32	1.734,00	11,51	1.706,00	11,70
	13	291	2.084,00	5,44	2.037,00	5,62	1.993,00	5,80	1.953,00	5,98	1.916,00	7,15	1.840,00	7,33	1.798,00	7,50	1.758,00	7,67	1.720,00	7,84	1.686,00	8,00	1.651,00	8,17
	14	343	1.996,00	9,39	1.970,00	9,51	1.944,00	9,64	1.920,00	9,76	1.896,00	9,88	1.873,00	10,00	1.851,00	10,12	1.829,00	10,24	1.808,00	10,36	1.786,00	10,48	1.763,00	10,59
	15	297	1.996,00	7,04	1.970,00	7,13	1.944,00	7,23	1.920,00	7,32	1.896,00	7,41	1.873,00	7,50	1.851,00	7,59	1.829,00	7,68	1.808,00	7,77	1.786,00	7,86	1.763,00	7,94
	16	218	1.996,00	3,79	1.970,00	3,84	1.944,00	3,89	1.920,00	3,94	1.896,00	3,99	1.873,00	4,04	1.851,00	4,09	1.829,00	4,14	1.808,00	4,19	1.786,00	4,23	1.763,00	4,28
	17	353	1.996,00	9,94	1.970,00	10,07	1.944,00	10,21	1.920,00	10,34	1.896,00	10,47	1.873,00	10,59	1.851,00	10,72	1.829,00	10,85	1.808,00	10,98	1.786,00	11,10	1.763,00	11,22
	18	112	3.164,00	0,63	2.946,00	0,68	2.735,00	0,73	2.532,00	0,79	2.339,00	0,85	2.158,00	0,93	1.990,00	1,00	1.835,00	1,09	1.696,00	1,18	1.571,00	1,27	1.460,00	1,37

Figura 11: Tablas de tendido para el conductor LA-380 GULL

La segunda tabla 11 muestra la Tabla de tendido, en función de distintas temperaturas. Cada cantón tiene que tener la misma tensión en cada vano. La tensión indicada es la tensión a la que se tiene que tender el conductor en la obra según la temperatura del momento, partiendo de la condición EDS.

Parte III

Presupuesto

7. Subestación 220/30 kV

Obra Civil			5
Descripción	Medición	Unitario (EUR)	Total (EUR)
Movimiento de tierras	1	336.690	336.690
Cimentaciones	1	139.489	139.489
Viales	1	45.600	45.600
Canalizaciones	1	23.500	23.500
Drenajes	1	14.580	14.580
Muro cortafuegos	1	33.734	33.734
Edificios	1	216.000	216.000
Estructura metálica	1	107.500	107.500
Red de Tierras	1	7.762	7.762
Subtotal			924.855

Cuadro 18: Presupuesto SET Obra Civil

Aparamenta 220 kV			
Descripción	Medición	Unitario (EUR)	Total (EUR)
Transformador 220/30kV 100MVA	2	1.045.000	2.090.000
Interruptor Tripolar	4	43.750	175.000
Seccionador Tripolar sin PAT	4	9.725	38.900
Seccionador Tripolar con PAT	2	8.000	27.230
Transformador de Intensidad	6	7.500	45.000
Transformador de Tensión	6	5.600	33.600
Pararrayos	12	1.925	23.100
Conductor Al	150	6,32	948
Tubo Al (Embarrado)	90	14,4	1.296
Pzs. Conexión y derivaciones	1	3.840	3.840
Subtotal			2.438.914

Cuadro 19: Presupuesto SET Equipos 220kV

Aparamenta 30 kV			
Descripción	Medición	Unitario (EUR)	Total (EUR)
Celda Modular colectores	6	24.500	152.700
Celda Modular trafo	2	36.850	73.700
Celda Modular trafo SS.AA.	2	18.450	36.900
Celda Modular acoplamiento	1	20.750	20.750
Celda Modular acoplamiento	1	20.750	20.750
Pararrayos	6	950	5.700
Reactancia de PaT	2	35.600	71.200
Conductor RHZ1-OL 18/30kV	1	816	816
Accesorios	1	1.520	1.520
Subtotal			383.706

Cuadro 20: Presupuesto SET Equipos 30kV

Montaje electromecánico			
Descripción	Medición	Unitario (EUR)	Total (EUR)
Embarrado y cableado	1	39.450	39.450
Aparellaje	1	112.700	112.700
Control y Protecciones	1	12.540	12.540
Alumbrado	1	7.680	7.680
Varios	1	12.500	12.500
Pruebas	1	14.400	14.400
Subtotal			199.270

Cuadro 21: Presupuesto Montaje Electromecánico

Sistema de Protección y Control			
Descripción	Medición	Unitario (EUR)	Total (EUR)
Sistema de Protección y Control	1	375.000	375.000
Subtotal			375.000

Cuadro 22: Presupuesto del Sistema de Protección y Control

Resumen SET 220/30 kV	
Descripción	Total (EUR)
Obra Civil	924.855
Aparamenta 220 kV	2.438.914
Aparamenta 30 kV	383.706
Montaje electromecánico	199.270
Sistema de Protección y Control	375.000
Resumen SET 220/30 kV	4.321.745

Cuadro 23: Resumen del presupuesto SET 220/30kV

El presupuesto total de la subestación Aguilón I 220/30 kV es de **cuatro millones trescientos veintiún mil setecientos cuarenta y cinco euros**.

8. Línea aérea de 220kV

Línea aérea de 220kV			
Descripción	Medición	Unitario (EUR)	Total (EUR)
Excavación y hormigonado suspensión	11 ud	7.200	79.200
Excavación y hormigonado amarre	6 ud	9.600	57.600
Apoyos	114.000 kg	1,2	114.000
Accesos	1 ud	10.000	10.000
PaT de Apoyo tripolar	17 uds	150	2.550
Suministro LA-380 GULL	5 km	9.346	46.732
Suministro OPGW	5 km	4.500	22.500
Tendido LA-380 GULL y OPGW	5 km	35.200	176.000
S. y M. cadenas de Amr. conductor	36 uds	400	14.400
S. y M. cadenas de Susp. conductor	33 uds	220	7.260
S. y M. cadenas de amarre OPGW	12 uds	80	960
S. y M. cadenas de suspensión OPGW	11 uds	80	880
S. y M. dispositivo salvapájaros	1150 uds	35	40.250
Total (EUR)			572.332

Cuadro 24: Presupuesto LAT 220 kV

El presupuesto total de la subestación Aguilón I 220/30 kV es de **quinientos setenta mil trescientos treinta y dos euros**.

Parte IV

Planos

Numeración	Descripción	Código
0	Plan de Ejecución del Proyecto	N/A
Subestación 220/30 kV		
1	Esquema Unifilar Simplificado	AG-EE-00
2	Planta General	AG-EM-01
3	Sección de la Aparamenta	AG-EM-02
Línea eléctrica 220 kV		
4	Implantación general de la línea	AG-EE-00
5	Perfil de la línea AP 01-06	AG-LAAT-01
6	Perfil de la línea AP 06-10	AG-LAAT-02
7	Perfil de la línea AP 10-14	AG-LAAT-03
8	Perfil de la línea AP 14-17	AG-LAAT-04

Cuadro 25: Numeración de Planos

Ejecución de la Infraestructura de Evacuación del Parque Eólico Aguilón I

Id	EDT	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	M-1	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15
1	1	Línea Aérea 220 kV	205 días	mié 02/10/19	mar 14/07/20																
2	1.1	Firma del contrato	0 días	mié 02/10/19	mié 02/10/19		02/10														
3	1.2	Diseño e ingeniería	60 días	mié 16/10/19	mar 07/01/20																
4	1.3	Acceso a la línea para estudio geotécnico	0 días	mar 15/10/19	mar 15/10/19		15/10														
5	1.4	Topografía	30 días	mié 16/10/19	mar 26/11/19																
6	1.5	Suministro de torres	10 días	mié 11/12/19	mar 24/12/19																
7	1.6	Suministro de conductor	20 días	mié 22/01/20	mar 18/02/20																
8	1.7	Suministro OPGW	20 días	mié 22/01/20	mar 18/02/20																
9	1.8	Suministro de Herrajes y Conectores	20 días	mié 22/01/20	mar 18/02/20																
10	1.9	Suministro de aisladores	20 días	mié 22/01/20	mar 18/02/20																
11	1.10	Entrega de Anclaje de Torres	15 días	mié 25/12/19	mar 14/01/20																
12	1.11	Entrega de Torres	60 días	mié 25/12/19	mar 17/03/20																
13	1.12	Entrega de conductor	60 días	mié 19/02/20	mar 12/05/20																
14	1.13	Entrega de OPGW	60 días	mié 19/02/20	mar 12/05/20																
15	1.14	Entrega de Herrajes y Conectores	60 días	mié 19/02/20	mar 12/05/20																
16	1.15	Entrega de aisladores	60 días	mié 19/02/20	mar 12/05/20																
17	1.16	Obra Civil	100 días	mié 15/01/20	mar 02/06/20																
18	1.17	Montaje Mecánico de Torres	60 días	mié 18/03/20	mar 09/06/20																
19	1.18	Tendido Conductores	45 días	mié 13/05/20	mar 14/07/20																
20	2	Construcción SET Aguilón I	301 días	mié 02/10/19	mié 25/11/20																
21	2.1	Firma del Contrato	1 día	mié 02/10/19	mié 02/10/19																
22	2.2	Movilización al sitio	20 días	jue 31/10/19	mié 27/11/19																
23	2.3	Diseño e ingeniería	80 días	jue 31/10/19	mié 19/02/20																
24	2.4	Suministro	190 días	jue 12/12/19	mié 02/09/20																
25	2.4.1	Orden de compra para equipos primarios	20 días	jue 12/12/19	mié 08/01/20																
26	2.4.2	Fabricación de equipos	4 mss	jue 09/01/20	mié 29/04/20																
27	2.4.3	Tests rutinarios de equipos en fábrica	10 días	jue 30/04/20	mié 13/05/20																
28	2.4.4	Transporte al sitio	30 días	jue 14/05/20	mié 24/06/20																
29	2.4.5	Recepción al sitio	5 días	jue 25/06/20	mié 01/07/20																
30	2.4.6	Orden de compra para transformadores	20 días	jue 12/12/19	mié 08/01/20																
31	2.4.7	Proceso de fabricación de Transformadores	6 mss	jue 09/01/20	mié 24/06/20																
32	2.4.8	Test rutinarios de Transformadores en Fábrica	15 días	jue 25/06/20	mié 15/07/20																
33	2.4.9	Transporte al sitio	30 días	jue 16/07/20	mié 26/08/20																
34	2.4.10	Recepción al sitio	5 días	jue 27/08/20	mié 02/09/20																
35	2.5	Obra Civil	100 días	jue 20/02/20	mié 08/07/20																
36	2.5.1	Movimientos de tierras	30 días	jue 20/02/20	mié 01/04/20																
37	2.5.2	Red de tierras	10 días	jue 19/03/20	mié 01/04/20																
38	2.5.3	Cimentaciones Equipos	20 días	jue 02/04/20	mié 29/04/20																
39	2.5.4	Cimentaciones Pórticos y Soportes Embarrados	10 días	jue 30/04/20	mié 13/05/20																
40	2.5.5	Fundación de transformadores	20 días	jue 14/05/20	mié 10/06/20																
41	2.5.6	Drenaje y canalizaciones	20 días	jue 11/06/20	mié 08/07/20																
42	2.5.7	Edificio de control	40 días	jue 19/03/20	mié 13/05/20																
43	2.5.8	Vial de acceso, cerramiento y otros	20 días	jue 20/02/20	mié 18/03/20																
44	2.6	Montaje electromecánico	105 días	jue 04/06/20	mié 28/10/20																
45	2.6.1	Montaje de estructuras	15 días	jue 04/06/20	mié 24/06/20																
46	2.6.2	Montaje de equipos	20 días	jue 02/07/20	mié 29/07/20																
47	2.6.3	Montaje de transformadores	25 días	jue 03/09/20	mié 07/10/20																
48	2.6.4	Conexión de equipos con cables	15 días	jue 30/07/20	mié 19/08/20																
49	2.6.5	Montaje servicios auxiliares	25 días	jue 30/07/20	mié 02/09/20																
50	2.6.6	Paneles de medida, protección y control	30 días	jue 03/09/20	mié 14/10/20																
51	2.6.7	Tendido de cables BT	10 días	jue 15/10/20	mié 28/10/20																
52	2.7	Pruebas y energización	20 días	jue 29/10/20	mié 25/11/20																
53	2.7.1	Pruebas de Campo y Puesta en Marcha	20 días	jue 29/10/20	mié 25/11/20																
54	2.8	Entrega	0 días	mié 25/11/20	mié 25/11/20																

1 2 3 4 5 6 7 8

A

B

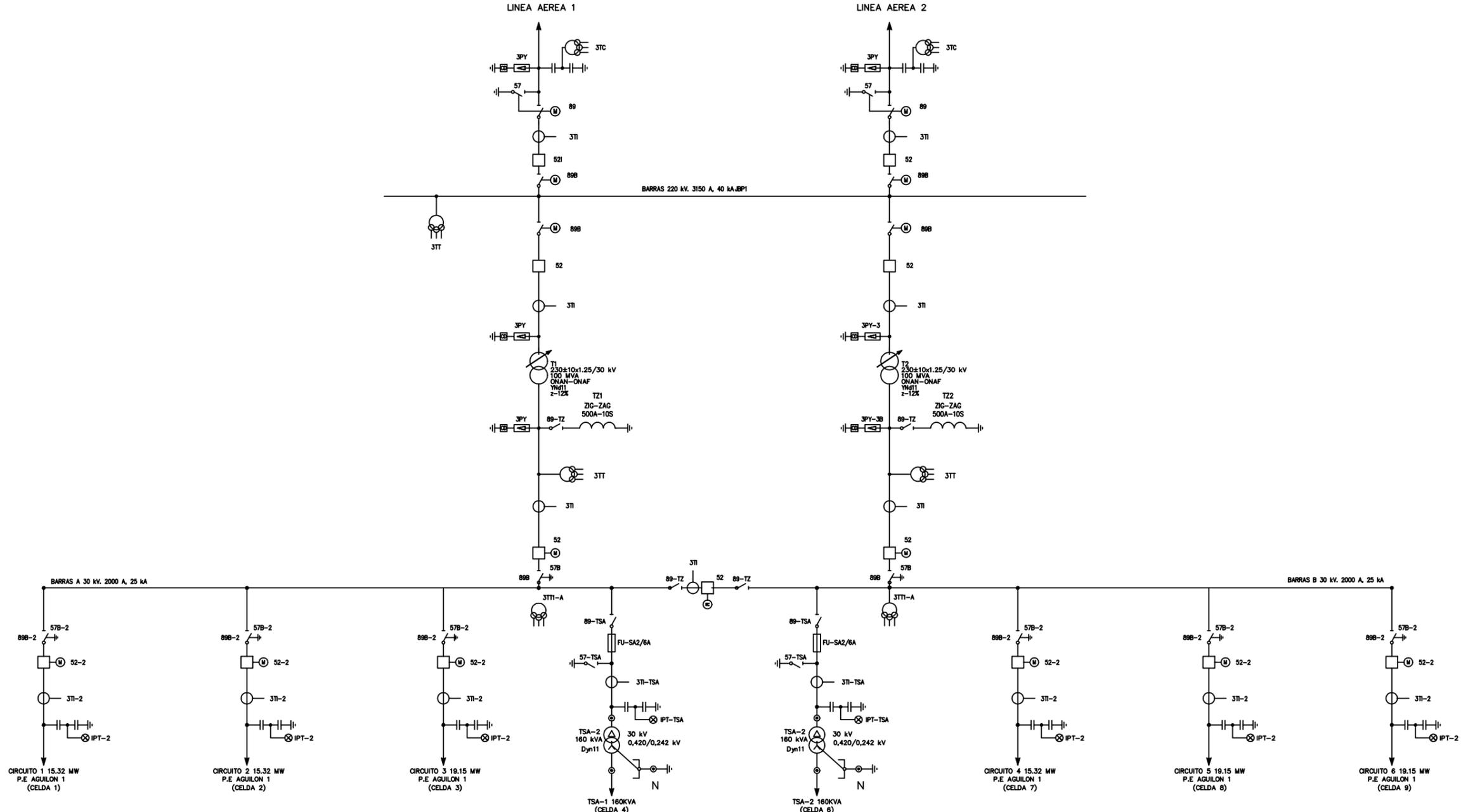
C

D

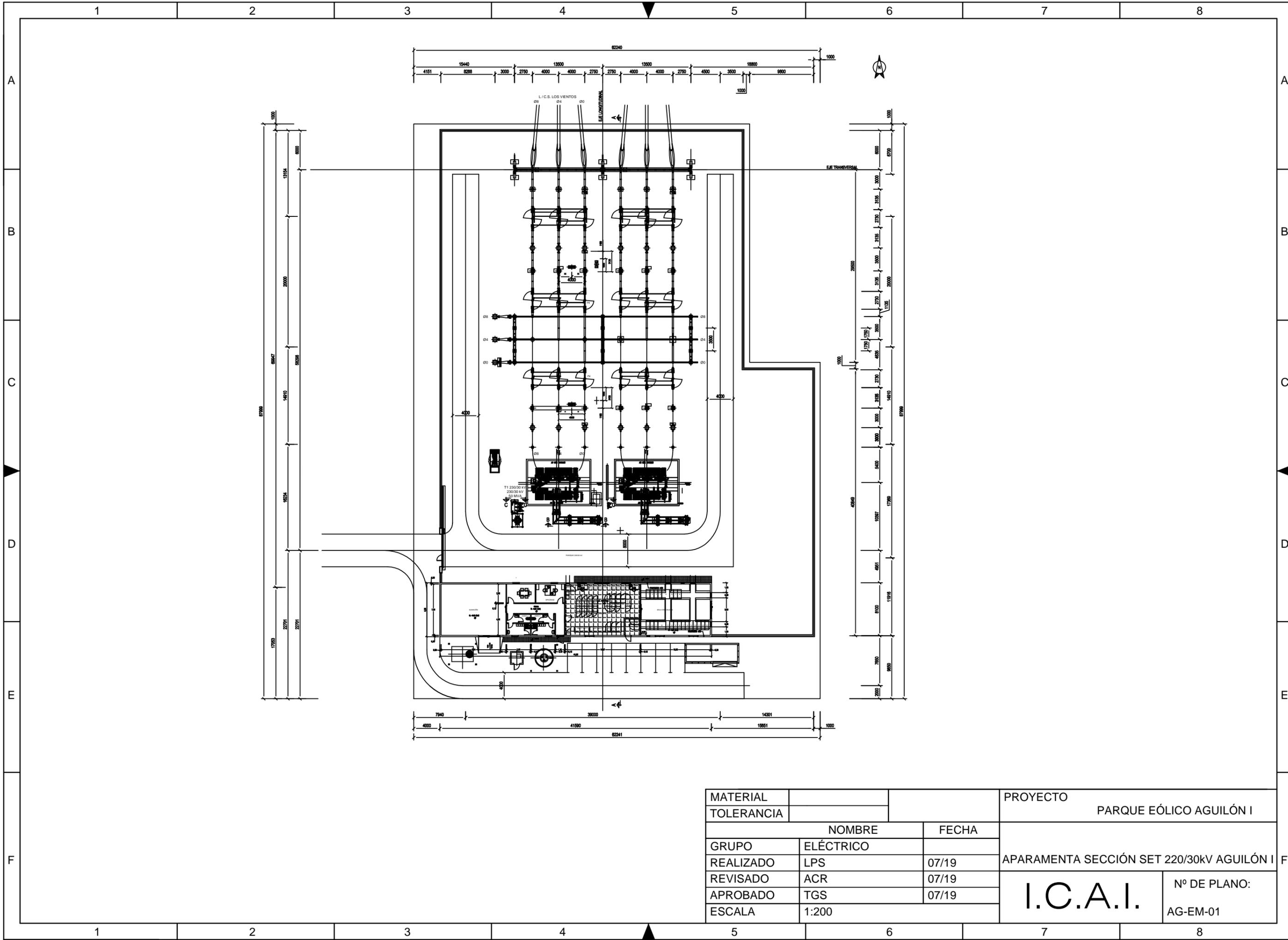
E

F

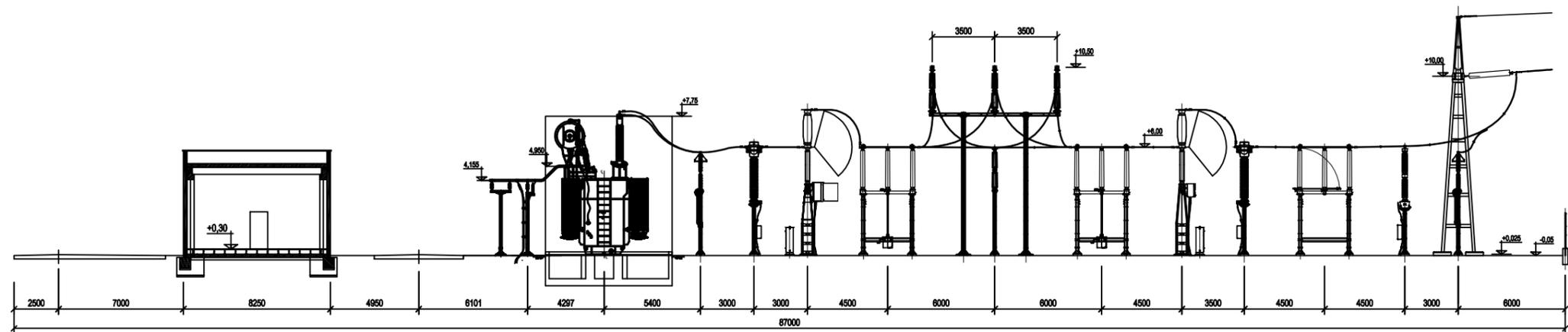
1 2 3 4 5 6 7 8



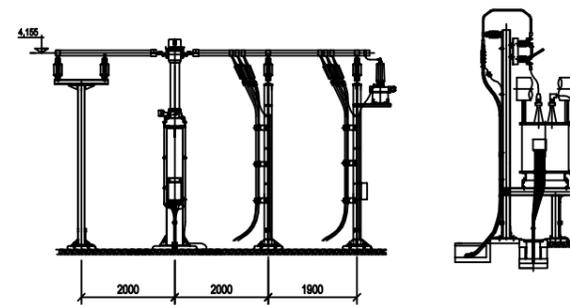
MATERIAL		PROYECTO	PARQUE EÓLICO AGUILÓN I	
TOLERANCIA				
GRUPO	NOMBRE	FECHA		
REALIZADO	ELÉCTRICO			
REVISADO	LPS	07/19	UNIFILAR SIMPLIFICADO SET 220/30kV AGUILÓN I F	
APROBADO	ACR	07/19		
APROBADO	TGS	07/19		
ESCALA				
			I.C.A.I.	Nº DE PLANO: AG-EE-00



MATERIAL			PROYECTO	PARQUE EÓLICO AGUILÓN I	
TOLERANCIA					
	NOMBRE		FECHA		
GRUPO	ELÉCTRICO				
REALIZADO	LPS		07/19		
REVISADO	ACR		07/19		
APROBADO	TGS		07/19		
ESCALA	1:200		I.C.A.I.		Nº DE PLANO:
					AG-EM-01



SECCION A-A



SECCION B-B
ESCALA 1:75

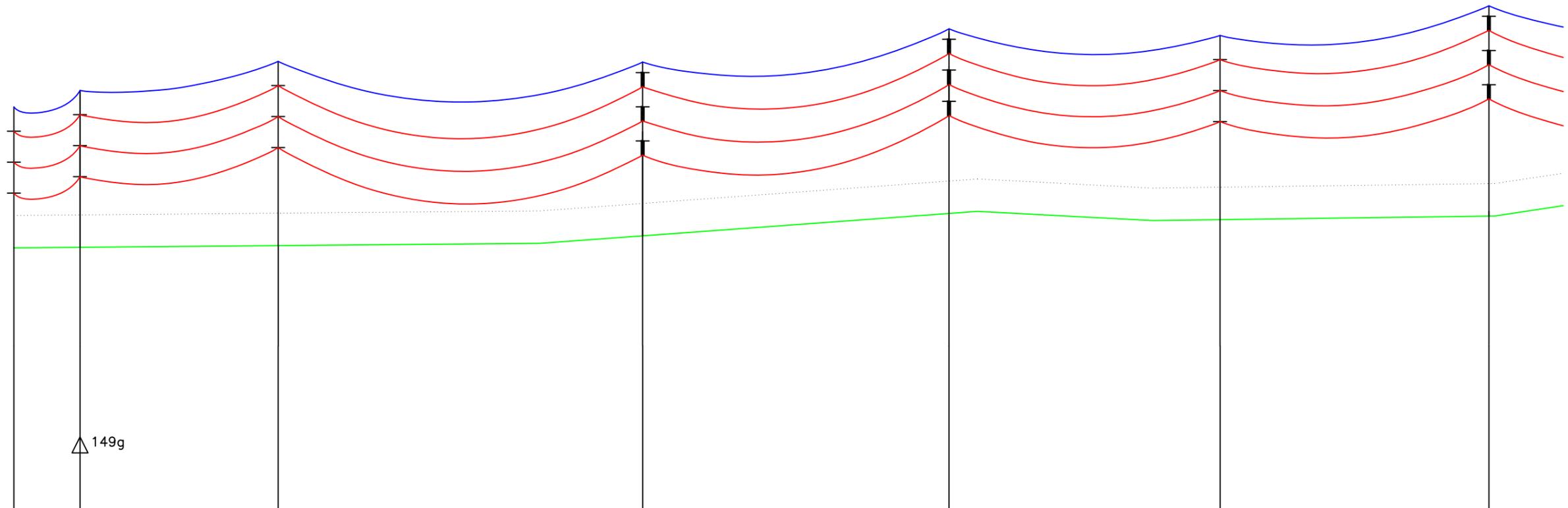
SECCION C-C
ESCALA 1:75

MATERIAL			PROYECTO	PARQUE EÓLICO AGUILÓN I
TOLERANCIA				
	NOMBRE		FECHA	
GRUPO	ELÉCTRICO			
REALIZADO	LPS		07/19	
REVISADO	ACR		07/19	
APROBADO	TGS		07/19	
ESCALA	1:150			
			I.C.A.I.	Nº DE PLANO:
				AG-EM-02

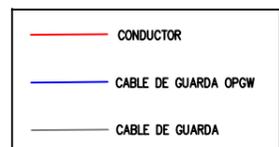


MATERIAL		
TOLERANCIA		
	NOMBRE	FECHA
GRUPO	ELÉCTRICO	
REALIZADO	LPS	07/19
REVISADO	ACR	07/19
APROBADO	TGS	07/19
ESCALA	1:200	

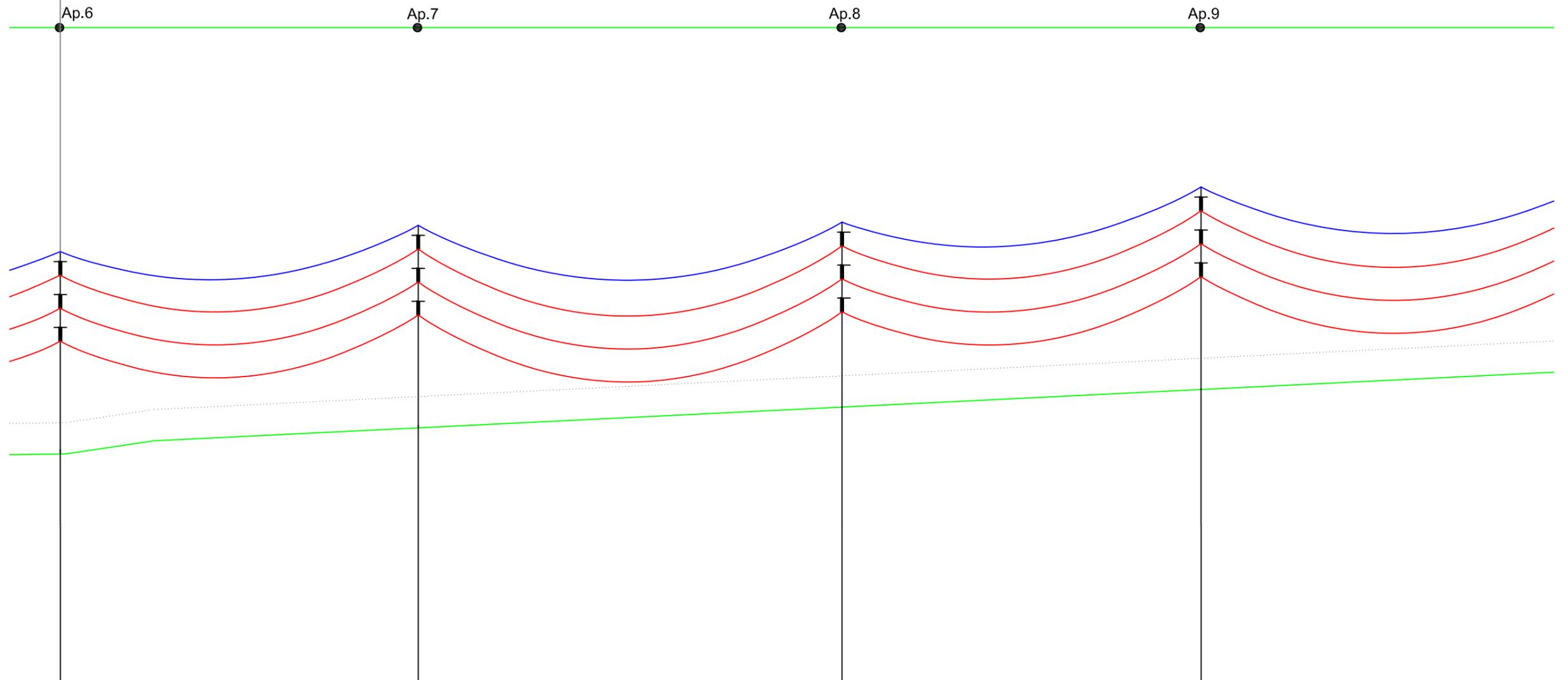
PROYECTO	PARQUE EÓLICO AGUILÓN I
TRAZADO GENERAL DE LA LÍNEA 220 KV	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: AG-LAAT-00



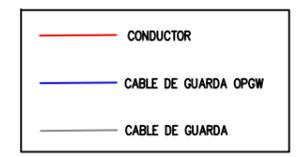
VANO VIENTO	29	116	247	295	254	237	281
N° DE TORRE Y VANO	P 58.0	1 174.0	2 320.0	3 269.0	4 238.0	5 236.0	6
TIPO DE TORRE Y ALTURA				2D2 -0+0	2W2-0+0	2W2-0+0	2W2-0+0
ALINEACIÓN	AL.1 58.0 m. AL.2 174.0 m.			ALINEACIÓN N° 3 DE 827 m.			
VANO PESO	40	157	333	398	342	320	379
DISTANCIA ACUMULADA	0	270	232	552	821	1059	1295



I.C.A.I		EVACUACIÓN PARQUE EÓLICO AGUILÓN I		FECHA:
		220 kV-5 km		07/19
		Perfil y Planta		PÁGINAS:
		Tramo Apoyos 1 a 6		NOVA:
Dibujado: L.P.S		Escala: H = 1:2000 V = 1:5000		REV:
Revisado: R.N.M.		Formato: A1		0
		Estándar:		N° DOC. AG-LAAT-01



VANO VIENTO	281	356	357	340
N° DE TORRE Y VANO	6	7	8	9
TIPO DE TORRE Y ALTURA	2W2-0+0	2D2 +4+0	2D2 -0+0	2D2 -0+0
ALINEACIÓN	ALINEACIÓN N° 4 DE 2339 m.			
VANO PESO	379	481	481	459
DISTANCIA ACUMULADA	1295	1621	2007	2334



I.C.A.I		EVACUACIÓN PARQUE EÓLICO AGUILÓN I		FECHA:
		220 kV-5 km		07/19
		Perfil y Planta		PÁGINAS:
		Tramo Apoyos 6 a 10		NOVA:
Dibujado:	L.P.S	Escala:	H = 1:2000 V = 1:500	REV:
Revisado:	R.N.M.	Formato:	A1	0
		Estándar:	◀	
		N° DOC.	AG-LAAT-02	

Ejecución de la Infraestructura de Evacuación del Parque Eólico Aguilón I

Id	EDT	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	M-1	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15
1	1	Línea Aérea 220 kV	205 días	mié 02/10/19	mar 14/07/20																
2	1.1	Firma del contrato	0 días	mié 02/10/19	mié 02/10/19		02/10														
3	1.2	Diseño e ingeniería	60 días	mié 16/10/19	mar 07/01/20																
4	1.3	Acceso a la línea para estudio geotécnico	0 días	mar 15/10/19	mar 15/10/19		15/10														
5	1.4	Topografía	30 días	mié 16/10/19	mar 26/11/19																
6	1.5	Suministro de torres	10 días	mié 11/12/19	mar 24/12/19																
7	1.6	Suministro de conductor	20 días	mié 22/01/20	mar 18/02/20																
8	1.7	Suministro OPGW	20 días	mié 22/01/20	mar 18/02/20																
9	1.8	Suministro de Herrajes y Conectores	20 días	mié 22/01/20	mar 18/02/20																
10	1.9	Suministro de aisladores	20 días	mié 22/01/20	mar 18/02/20																
11	1.10	Entrega de Anclaje de Torres	15 días	mié 25/12/19	mar 14/01/20																
12	1.11	Entrega de Torres	60 días	mié 25/12/19	mar 17/03/20																
13	1.12	Entrega de conductor	60 días	mié 19/02/20	mar 12/05/20																
14	1.13	Entrega de OPGW	60 días	mié 19/02/20	mar 12/05/20																
15	1.14	Entrega de Herrajes y Conectores	60 días	mié 19/02/20	mar 12/05/20																
16	1.15	Entrega de aisladores	60 días	mié 19/02/20	mar 12/05/20																
17	1.16	Obra Civil	100 días	mié 15/01/20	mar 02/06/20																
18	1.17	Montaje Mecánico de Torres	60 días	mié 18/03/20	mar 09/06/20																
19	1.18	Tendido Conductores	45 días	mié 13/05/20	mar 14/07/20																
20	2	Construcción SET Aguilón I	301 días	mié 02/10/19	mié 25/11/20																
21	2.1	Firma del Contrato	1 día	mié 02/10/19	mié 02/10/19																
22	2.2	Movilización al sitio	20 días	jue 31/10/19	mié 27/11/19																
23	2.3	Diseño e ingeniería	80 días	jue 31/10/19	mié 19/02/20																
24	2.4	Suministro	190 días	jue 12/12/19	mié 02/09/20																
25	2.4.1	Orden de compra para equipos primarios	20 días	jue 12/12/19	mié 08/01/20																
26	2.4.2	Fabricación de equipos	4 mss	jue 09/01/20	mié 29/04/20																
27	2.4.3	Tests rutinarios de equipos en fábrica	10 días	jue 30/04/20	mié 13/05/20																
28	2.4.4	Transporte al sitio	30 días	jue 14/05/20	mié 24/06/20																
29	2.4.5	Recepción al sitio	5 días	jue 25/06/20	mié 01/07/20																
30	2.4.6	Orden de compra para transformadores	20 días	jue 12/12/19	mié 08/01/20																
31	2.4.7	Proceso de fabricación de Transformadores	6 mss	jue 09/01/20	mié 24/06/20																
32	2.4.8	Test rutinarios de Transformadores en Fábrica	15 días	jue 25/06/20	mié 15/07/20																
33	2.4.9	Transporte al sitio	30 días	jue 16/07/20	mié 26/08/20																
34	2.4.10	Recepción al sitio	5 días	jue 27/08/20	mié 02/09/20																
35	2.5	Obra Civil	100 días	jue 20/02/20	mié 08/07/20																
36	2.5.1	Movimientos de tierras	30 días	jue 20/02/20	mié 01/04/20																
37	2.5.2	Red de tierras	10 días	jue 19/03/20	mié 01/04/20																
38	2.5.3	Cimentaciones Equipos	20 días	jue 02/04/20	mié 29/04/20																
39	2.5.4	Cimentaciones Pórticos y Soportes Embarrados	10 días	jue 30/04/20	mié 13/05/20																
40	2.5.5	Fundación de transformadores	20 días	jue 14/05/20	mié 10/06/20																
41	2.5.6	Drenaje y canalizaciones	20 días	jue 11/06/20	mié 08/07/20																
42	2.5.7	Edificio de control	40 días	jue 19/03/20	mié 13/05/20																
43	2.5.8	Vial de acceso, cerramiento y otros	20 días	jue 20/02/20	mié 18/03/20																
44	2.6	Montaje electromecánico	105 días	jue 04/06/20	mié 28/10/20																
45	2.6.1	Montaje de estructuras	15 días	jue 04/06/20	mié 24/06/20																
46	2.6.2	Montaje de equipos	20 días	jue 02/07/20	mié 29/07/20																
47	2.6.3	Montaje de transformadores	25 días	jue 03/09/20	mié 07/10/20																
48	2.6.4	Conexión de equipos con cables	15 días	jue 30/07/20	mié 19/08/20																
49	2.6.5	Montaje servicios auxiliares	25 días	jue 30/07/20	mié 02/09/20																
50	2.6.6	Paneles de medida, protección y control	30 días	jue 03/09/20	mié 14/10/20																
51	2.6.7	Tendido de cables BT	10 días	jue 15/10/20	mié 28/10/20																
52	2.7	Pruebas y energización	20 días	jue 29/10/20	mié 25/11/20																
53	2.7.1	Pruebas de Campo y Puesta en Marcha	20 días	jue 29/10/20	mié 25/11/20																
54	2.8	Entrega	0 días	mié 25/11/20	mié 25/11/20																25/11