



HOJA DE CONTROL DE FIRMAS ELECTRÓNICAS



Instituciones

Firma institución:

Firma institución:

Firma institución:

Firma institución:

Ingenieros

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número colegiado/a:

Número colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número colegiado/a:

Número colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Número colegiado/a:

Número colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Firma colegiado/a:

Encargado por:

AVEJARUCO SOLAR, S.L.

Domicilio: c/Cardenal Marcelo Spínola, 4-1º Dcha

28.016 Madrid

CIF: B-88174909

ADENDA AL MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO

SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 KV

EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO EN LA PROVINCIA DE HUESCA
(NUDO DE CONEXIÓN: GRADO 220 KV)

Término Municipal de El Grado
Provincia de Huesca.

DICIEMBRE 2024

DOCUMENTO 342312302-3316

REVISIÓN	N.º INTERNO	FECHA	DESCRIPCIÓN	ELABORADO	REVISADO	APROBADO
1	3316	Diciembre 2024	Primera versión	E.O.V.	M.V.L.	J.L.O.



INPROIN 2004 SL

C/Alhemas 6. 31500 – Tudela (Navarra, ESPAÑA)

Tel: +00 34 976 432 423

CIF: B71485247



ÍNDICE ADENDA MODIFICADO DE PROYECTO

DOCUMENTO 01. MEMORIA

- ANEXO 1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS SET*
- ANEXO 2. CÁLCULOS MECÁNICOS LAAT*
- ANEXO 3. CÁLCULOS ELÉCTRICOS LAAT*

DOCUMENTO 1. MEMORIA



ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



ANEXO A
VD04535-24A

ÍNDICE GENERAL MEMORIA

1	ANTECEDENTES Y OBJETO DE LA ADENDA	3
1.1	ANTECEDENTES	3
1.2	OBJETO DE LA ADENDA	4
1.3	PROMOTOR.....	5
2	CONCLUSIÓN.....	6

ÍNDICE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.	Sistema de conexión Plantas Fotovoltaicas. Nudo El Grado	3
----------------	--	---

1 ANTECEDENTES Y OBJETO DE LA ADENDA

1.1 ANTECEDENTES

En junio de 2023 se redactó el *Proyecto Técnico Administrativo de Subestación Avejaruco 30/220 kV para la evacuación de Parque Fotovoltaico Avejaruco Solar en la provincia de Huesca*, firmado por el ingeniero industrial D. José Luis Ovelleiro Medina, colegiado nº 1937 por el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja y con nº de visado VD0629-23A, con el objeto de obtener la Autorización Administrativa Previa y la Autorización Administrativa de Construcción de la citada instalación.

En octubre de 2024 se redactó el *Modificado del Proyecto Técnico Administrativo Subestación Avejaruco 30/220 kV*, firmado por el ingeniero industrial D. José Luis Ovelleiro Medina, colegiado nº 1937 por el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja y con nº de visado VD4535-24A, debido a que se precisaban modificar las instalaciones de evacuación del parque fotovoltaico Avejaruco Solar para compartirlas con la planta fotovoltaica PSFV Grado Bensolar.

A continuación se muestra un esquema de las instalaciones de evacuación en el nudo EL GRADO 220 kV:

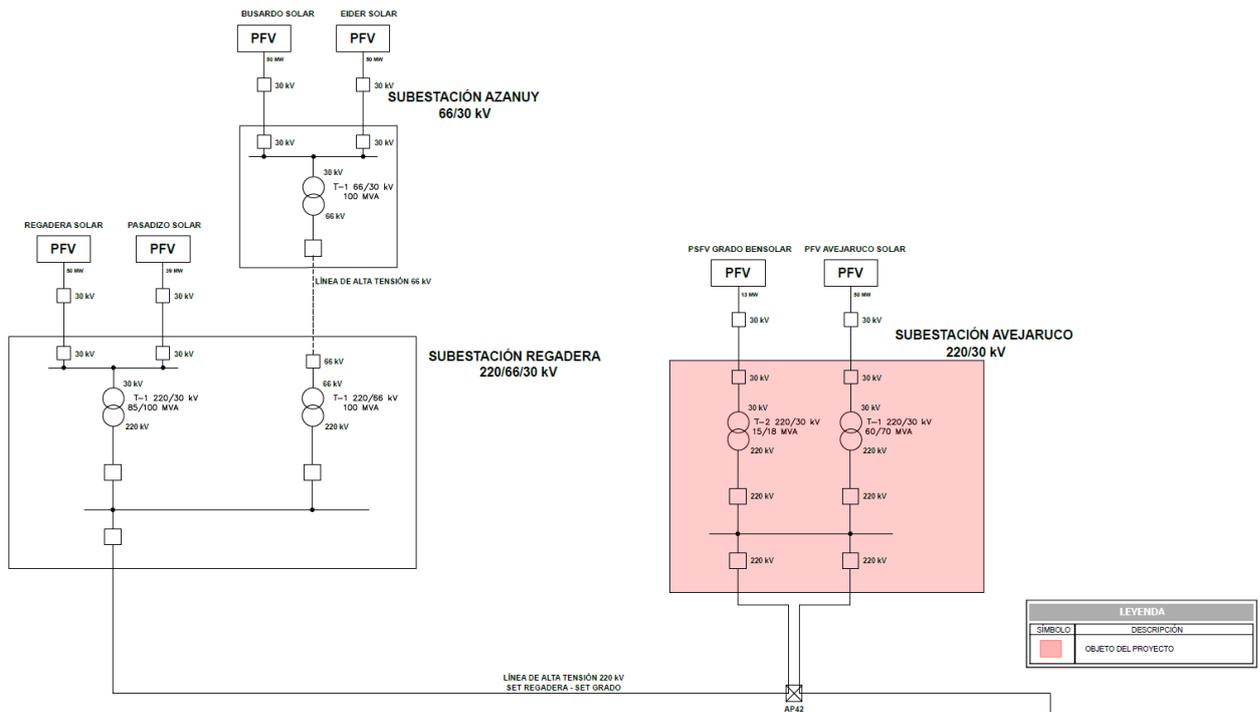


Ilustración 1. Sistema de conexión Plantas Fotovoltaicas. Nudo El Grado

La presente adenda tiene por objeto completar la información incluida en el Modificado de proyecto técnico administrativo de la subestación Avejaruco 30/220 kV y la corrección de algún error identificado en el citado Modificado de Proyecto.

Los aspectos a aclarar mediante la presente Adenda son los siguientes:

Cálculos eléctricos de la SET Avejaruco.

En la página 8 del Anexo de cálculos eléctricos de la SET se indica que la línea eléctrica de 220kV SET REGADERA – SET AVEJARUCO – SET GRADO tiene un conductor LA-510 cuando en realidad se trata de un LA-380. El cable de la SET es LA-510 y el cable de la línea es LA-380.

	<p style="text-align: center;">ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO (NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV) T.M.: El Grado (Huesca)</p>	<p style="text-align: center;">COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA</p> <p style="text-align: center;">N.º Colegiado: 001937 M.º DE INGENIERIA INDUSTRIAL</p> <p style="text-align: center;">inproin VISADO Nº 05438-24A DE TECNOLOGÍA 18/12/2024 INGENIERIA INDUSTRIAL</p> <p style="text-align: center;">E-VISADO</p>
--	---	--

Además se solicita que el cálculo de capacidad de la línea se realice teniendo en cuenta todas las instalaciones de generación implicadas (Regadera, Pasadizo, Busardo, Eider, Avejaruco y Grado Bensolar) y no únicamente con Avejaruco y Grado Bensolar.

En la presente Adenda se incluye de nuevo el "**Anexo de cálculos eléctricos de la SET Avejaruco**" corrigiendo el error del tipo de conductor y se añade un nuevo Anexo denominado "**Anexo de cálculos eléctricos de LAAT**" realizando el cálculo de capacidad del conductor para todas las instalaciones.

Cálculos mecánicos del apoyo 42 de la LAT SET REGADERA – SET AVEJARUCO – SET GRADO

Se solicita que se aporten los cálculos mecánicos del apoyo 42 de la LAT objeto del proyecto. Dichos cálculos se aportan en el "**Anexo 2. Cálculos mecánicos LAAT**".

En la presente Adenda se incluye de nuevo el "**Anexo de cálculos mecánicos de la LAT**" en el cual se ha corregido algún error detectado.

También se solicita que se especifique cuál era el tipo del apoyo 42 en el proyecto original y cual es el nuevo tipo de apoyo.

En el Proyecto original el apoyo 42 era del tipo **CO-9000-39** de simple circuito de alineación suspensión con las crucetas instaladas en dirección perpendicular a la traza y en el Modificado de proyecto se convierte en un **GCO-40000-25** de entronque de doble circuito con las crucetas instaladas en posición longitudinal a la traza.

1.2 OBJETO DE LA ADENDA

El objeto de la Adenda es dar respuesta al requerimiento recibido por parte de la administración mediante el cual se solicita aclarar los aspectos indicados en el apartado anterior.

El alcance del presente documento es la Subestación elevadora "Avejaruco" 30/220kV y la línea aérea de entrada - salida, las cuales formaran parte de las infraestructuras de evacuación compartidas necesarias para la evacuación de la energía eléctrica generada por las plantas fotovoltaicas.

Se trata de dos centrales de generación eléctrica con tecnología solar fotovoltaica cuyas denominaciones y potencia nominales son las siguientes:

- Planta Fotovoltaica PFV AVEJARUCO SOLAR 50 MWn
- Planta Fotovoltaica PSFV GRADO BENSOLAR 13 MWn

Con todo ello, se pretende la obtención tanto de la correspondiente Autorización Administrativa Previa como la consiguiente Autorización Administrativa de Construcción.

El presente proyecto se va a tramitar de forma independiente al de la planta fotovoltaica PFV Avejaruco Solar, pero de forma coordinada con el mismo.

Los proyectos de la LAAT 220 kV SET REGADERA-SET GRADO y ADECUACIÓN POS ATP1 SET GRADO 220 se tramitan en un expediente independiente con número G-H-2022-019.

Las instalaciones eléctricas objeto del presente documento son las siguientes:

	<p style="text-align: center;">ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO (NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV) T.M.: El Grado (Huesca)</p>	<p style="text-align: center;">COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA</p> <p style="text-align: center;">M.º Colegiado: 001937 INGENIERO INDUSTRIAL (HUESCA)</p> <p style="text-align: center;">inproin</p> <p style="text-align: center;">VISADO Nº 05438-24A DE TEC. Nº 18/12/2024 INGENIERO INDUSTRIAL</p> <p style="text-align: center;">E-VISADO</p>
--	---	--

ANEXO A

1.- Subestación Eléctrica Elevadora AVEJARUCO 30/220 kV: En adelante SET **AVEJARUCO**. Se trata de una nueva subestación colectora, situada en el término municipal de El Grado (Huesca), que albergará tanto dos posiciones de línea, como otras 2 posiciones de transformador, cada una con un transformador elevador 30/220 kV, necesario para la conexión al nivel de 220 kV de las centrales fotovoltaicas indicadas y toda la aparamenta necesaria.

2.- Derivación Aérea 220 kV (entrada-salida): Se realizará una derivación entrada – salida de la LAAT SET REGADERA – SET EL GRADO 220 kV de 220 kV en al apoyo AP 42, para llevar a cabo la evacuación de la energía generada por las plantas fotovoltaicas.

Tal y como se ha indicado anteriormente, el municipio afectado por la implantación de esta infraestructura es El Grado (Huesca).

1.3 PROMOTOR

El promotor del presente proyecto es:

AVEJARUCO SOLAR, S.L.

Razón Social Avejaruco Solar, S.L.
 C.I.F. B-88174909
 Domicilio Social C/ Cardenal Marcelo Spínola, 4 1ºD (28016) Madrid.

A efectos de notificaciones y demás requerimientos se establece como agente interlocutor:

- Persona de contacto: Antonio Sieira Mucientes
- Domicilio: C/ Cardenal Marcelo Spínola, 4 1ºD (28016) Madrid
- Teléfono de contacto: 910059775
- e-mail: grado@ignis.es

	<p style="text-align: center;">ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO (NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV) T.M.: El Grado (Huesca)</p>	<p style="text-align: center;">COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA</p> <p style="text-align: center;">Mº Colegiado nº 1937 INGENIERO INDUSTRIAL MEDINA</p> <p style="text-align: center;">inproin</p> <p style="text-align: center;">VISADO Nº 05438-24A DE TECNOLOGÍA 18/12/2024 INGENIERIA INDUSTRIAL</p> <p style="text-align: center;">E-VISADO</p>
--	---	---

ANEXO A
VD04535-24A

2 CONCLUSIÓN

Con el presente documento, se entiende haber descrito adecuadamente la nueva SET AVEJARUCO 30/220 kV para la evacuación de las plantas de energía renovable fotovoltaica PFV AVEJARUCO SOLAR y PSFV GRADO BENSOLAR, en el término municipal de El Grado (Huesca), sin perjuicio de cualquier otra ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.

Diciembre 2024



Fdo: José Luis Ovelleiro Medina.
Ingeniero Industrial.
Colegiado nº. 1.937
Al Servicio de la Empresa:
INPROIN 2004, S.L.
B-71485247



ANEXO A
VD04535-24A

Anexo 01. Cálculos eléctricos Subestación



ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



ÍNDICE

1	OBJETO.....	3
2	NORMATIVA.....	4
3	NIVELES DE AISLAMIENTO.....	5
3.1	DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD.....	5
4	CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO.....	8
4.1	HIPÓTESIS DE DISEÑO.....	8
4.2	CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO.....	9
5	CÁLCULO MECÁNICO DE EMBARRADOS RÍGIDOS.....	10
5.1	HIPÓTESIS DE DISEÑO.....	10
5.2	CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN.....	10
5.3	NORMATIVA APLICABLE.....	10
5.4	CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES / EQUIPOS A INSTALAR.....	11
5.5	CÁLCULO MECÁNICO DEL EMBARRADO PRINCIPAL.....	11
5.5.1	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	11
5.5.2	TENSIÓN EN EL TUBO.....	12
5.5.3	REACCIONES SOBRE AISLADORES SOPORTE.....	14
5.5.4	FLECHA EN EL TUBO.....	14
5.5.4.1	Elongación del embarrado.....	15
5.5.5	ESFUERZO TÉRMICO EN CORTOCIRCUITO.....	15
5.6	CÁLCULOS DE EFECTO CORONA.....	16
5.6.1	CÁLCULO DE LA TENSIÓN DISRUPTIVA.....	16
6	COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO CON LOS PARARRAYOS.....	17
7	CÁLCULO DE CONDUCTORES.....	20
7.1	CONDUCTOR PARQUE INTEMPERIE 220 kV.....	20
7.2	CONDUCTOR PARQUE INTEMPERIE 30 kV.....	22
7.3	CABLE DE POTENCIA AISLADO. CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	22
7.3.1	CONDUCTOR EN 30 kV PFV AVEJARUCO SOLAR. CONEXIÓN A TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	23
7.3.1.1	Intensidad por cortocircuito admisible.....	23
7.3.1.2	Pérdidas admisibles por caída de tensión.....	24
7.3.2	CONDUCTOR EN 30 kV PSFV GRADO BENSOLAR. CONEXIÓN A TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	25
7.3.2.1	Intensidad por cortocircuito admisible.....	25
7.3.2.2	Pérdidas admisibles por caída de tensión.....	26
8	CÁLCULOS DE LA RED DE TIERRAS.....	27
8.1	CONSIDERACIONES PREVIAS.....	27
8.1.1	NORMATIVA UTILIZADA.....	27
8.1.1.1	Procedimiento para el cálculo.....	27
8.1.2	DATOS DE PARTIDA PARA EL CÁLCULO.....	28
8.1.2.1	Características del sistema Eléctrico.....	28
8.1.2.2	Características del terreno y de los conductores de tierra.....	28
8.1.2.3	Características Geométricas de la malla de tierras.....	28
8.1.2.4	Datos Intensidad de cortocircuito.....	29
8.1.3	CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MÁXIMAS ADMISIBLES.....	29
8.1.4	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	31
8.1.5	INTENSIDAD DE DEFECTO A TIERRA.....	31
8.1.6	EVALUACIÓN DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO.....	33
8.2	RED DE TIERRAS SUPERIORES.....	35

	<p style="text-align: center;">ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO (NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV) T.M.: El Grado (Huesca)</p>	<p style="text-align: center;">COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA</p> <p style="text-align: center;">Nº Colegiado.: 0001937 JOSE LUIS OVELLEIRO MEDINA</p> <p style="text-align: center;">VISADO Nº 05438-24A 01/12/2024</p> <p style="text-align: center;">EVASADO INGENIERIA COLECTORA</p> <p style="text-align: center;">ANEXO A VD04535-24A</p>
---	--	--

1 OBJETO

El objeto del presente anexo es la realización de los cálculos eléctricos justificativos asociados a la subestación de evacuación necesaria para los parques fotovoltaicos.

La infraestructura necesaria para la evacuación de estos parques fotovoltaicos objeto de este anexo es la siguiente:

- **Subestación Eléctrica Elevadora AVEJARUCO 30/220 kV:** En adelante SET AVEJARUCO. Se trata de una nueva subestación colectora, situada en el término municipal de El Grado (Huesca), que albergará tanto dos posiciones de línea, como otras 2 posiciones de transformador, cada una con un transformador elevador 30/220 kV, necesario para la conexión al nivel de 220 kV de las centrales fotovoltaicas indicadas y toda la apartamentación necesaria.

En el presente anexo, se llevan a cabo los cálculos eléctricos justificativos correspondientes a los diferentes niveles de tensión la instalación indicada.

El objeto de este documento es justificar, desde el punto de vista técnico, las soluciones adoptadas en cada uno de los diferentes niveles de tensión de las infraestructuras de evacuación anteriormente indicadas, para los elementos más críticos de las configuraciones adoptadas.

Este documento incluye la justificación de los siguientes elementos:

- Cálculo de cortocircuito
- Cálculo mecánico de embarrados rígidos.
- Determinación de efecto corona.
- Determinación de distancias eléctricas mínimas en embarrados tendidos.
- Red de tierras inferiores.
- Red de tierras superiores.

Cada apartado contiene la normativa aplicable en cada caso, las hipótesis de diseño, los cálculos justificativos, criterios de validación y conclusiones.

2 NORMATIVA

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Reglamento Electrotécnico de baja tensión aprobado por Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto, publicado en BOE Nº 224 de 18 de septiembre de 2003.
- Instrucciones Complementarias del Reglamento Electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre, por la que se aprueba las Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico
- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Reglamento (UE) 2016/631 de la comisión de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, con el fin de garantizar la controlabilidad y seguridad del sistema eléctrico en su conjunto.
- Norma CEI 865 de 1986, “Cálculo de los efectos de las corrientes de cortocircuito”.
- Norma UNE EN 60865-1, “Corrientes de cortocircuito, cálculo de efectos. Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo”.
- Norma CEI 909-1988, “Cálculo de corrientes de cortocircuito en redes de corriente alterna trifásica”.
- Norma VDE 0102.
- Norma DIN 43670.

Si al aplicar las normas y reglamentos anteriores se obtuviesen valores que discrepasen con los que pudieran obtenerse con otras normas o métodos de cálculo, se considerará siempre el resultado más desfavorable, con objeto de estar siempre del lado de la seguridad.



ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO
 SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO
 (NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
 T.M.: El Grado (Huesca)

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
 Nº. Colegiado.: 0001937
 JOSE LUIS OVELLEIRO MEDINA
 VISADO Nº. 5438-24A
 18/12/2024
 INGENIERO COLABORADOR
ANEXO A
 VD04535-24A

3 NIVELES DE AISLAMIENTO

Los niveles de aislamiento de los equipos a instalar en la nueva subestación indicados cumplirán lo establecido en la ITC-RAT 12 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión.

Concretamente cumplirán con los niveles de aislamiento indicados en las tablas 1, 2 y 3 de la citada ITC-RAT 12 asociadas a los valores normalizados de la tensión más elevada para el material de los grupos A, B y C respectivamente, al tratarse de una instalación con diferentes niveles de tensión. Estos valores de tensión de aislamiento serán:

INSTALACIÓN	TENSIÓN NOMINAL (kV eficaces)	TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV de cresta)
SET AVEJARUCO	220	245	460	1.050
	30	36	70	170

Se instalarán pararrayos en la salida de la línea de 220 kV, debido a que la aparamenta exterior está expuesta a descargas atmosféricas.

3.1 DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD

Las distancias mínimas entre fases y entre fase y tierra de aislamiento en aire para los niveles de tensión de aislamiento indicados en el apartado anterior vienen fijados en las mismas tablas de la ITC-RAT 12 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, y son:

TENSIÓN NOMINAL (kV eficaces)	TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (kV eficaces)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra (mm)	Distancia mínima de aislamiento en aire entre fases (mm)
220	245	2.100	
30	36	320	

Por otra parte, la parte más baja de cualquier elemento aislante estará situado a una altura mínima sobre el suelo de 230 cm según establece el apartado 4.1.5 de la ITC-RAT 15, considerando como parte aislante, por ejemplo, el borde superior de la base metálica de los aisladores.

Los elementos en tensión que se encuentren sobre pasillos de servicio, deberán estar a una altura mínima en cm de $H = 250 + d$, siendo 'd' la distancia expresada en cm de las tablas de la ITC-RAT 12, considerando como parte en tensión la línea de contacto del elemento aislante con su zócalo o



ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



soporte En el caso de la subestación objeto de este proyecto, la altura mínima a considerar sería, para cada nivel de tensión:

- Parque 220 kV: $H=250+210= 460$ cm
- Parque 30 kV: $H=250+32= 282$ cm

Distancia respetada como se puede observar en los planos adjuntos.

Los pasillos de servicio, tanto del parque intemperie de la subestación, como del interior de la sala de celdas de MT del edificio de control, dispondrán de la anchura suficiente para permitir la fácil maniobra e inspección de los equipos, cumpliendo con lo establecido en el apartado 6.1.1 de la ITC-RAT 14 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión.

En los planos adjuntos en este proyecto, puede comprobarse en la disposición en planta y alzado de los equipos del parque intemperie, que las distancias consideradas en el diseño de la subestación superan en todos los casos las distancias mínimas indicadas y marcadas en el Reglamento.

- **Zonas de protección contra contactos accidentales en el interior del recinto de la instalación**

Los sistemas de protección que deban establecerse en el interior de la instalación para evitar contactos accidentales con elementos en tensión, guardarán unas distancias mínimas medidas en horizontal a los elementos en tensión que se respetaran en la zona comprendida entre el suelo y una altura de 2 m y que según el sistema de protección elegido y expresadas en centímetros, serán:

- De elementos en tensión a paredes macizas de 180 cm de altura mínima:
 $B = d + 3$
- De elementos en tensión a enrejados de 180 cm de altura mínima:
 $C = d + 10$
- De elementos en tensión a cierres de cualquier tipo (paredes macizas, enrejados, barreras, etc..) con una altura que en ningún caso podrá ser inferior a 100 cm:
 $E = d + 30$, con un mínimo de 125 cm

Siendo 'd' la distancia expresada en cm de las tablas de la ITC-RAT 12.

En el caso de la subestación objeto de este proyecto las distancias mínimas a considerar se indican en la tabla siguiente:

TENSIÓN NOMINAL (kV eficaces)	TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (kV eficaces)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases 'd' (cm)	B (cm)	C (cm)	E (cm)
220	245	210	213	220	240
30	36	32	35	42	62



ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



- **Zonas de protección contra contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación**

Para evitar los contactos accidentales desde el exterior del cierre del recinto de la instalación con los elementos en tensión, deberá existir entre estos y el cierre la distancia mínima de seguridad, medida en horizontal y expresada en centímetros, que se indica a continuación:

- De elementos en tensión al cierre cuando este es una pared maciza de altura $k < 250 + d$:

$$F = d + 100$$

- De elementos en tensión al cierre cuando este es una pared maciza de altura $k \geq 250 + d$

$$B = d + 3$$

- De elementos en tensión al cierre cuando este es un enrejado de cualquier altura $k \geq 220$ (La cuadrícula del enrejado será como máximo de 50x50 mm):

$$G = d + 150$$

Siendo 'd' la distancia expresada en cm de las tablas de la ITC-RAT 12, para los diferentes niveles de tensión que tenemos en la nueva subestación.

En el caso de la subestación objeto de este proyecto, se ha considerado un cerramiento perimetral de malla metálica de 2,20 de altura mínima. Por lo que las distancias mínimas a considerar se indican en la tabla siguiente:

TENSIÓN NOMINAL (kV eficaces)	TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (kV eficaces)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases 'd' (cm)	G (cm)
220	245	210	360
30	36	32	182

En el plano de planta de la subestación adjunto en este proyecto, puede comprobarse en la disposición de los equipos del parque intemperie, que las distancias consideradas en el diseño de la subestación superan en todos los casos las distancias mínimas indicadas y marcadas en el Reglamento.

4 CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO

4.1 HIPÓTESIS DE DISEÑO

Con el objeto de verificar las características de la aparamenta eléctrica y conductores en los niveles de 220 y 30 kV, se ha realizado un estudio de cortocircuito en el sistema de alta tensión.

Tal y como se indica en IEC 60909-0, se han considerado las siguientes hipótesis para obtener los máximos valores de corriente de cortocircuito:

El factor c_{max} debe ser aplicado para los casos de alta y media tensión en el escenario más restrictivo (máxima corriente de cortocircuito) tal y como se indica en la Tabla 1 de la IEC 60909-0.

Table 1 – Voltage factor c

Nominal voltage U_n	Voltage factor c for the calculation of	
	maximum short-circuit currents $c_{max}^{1)}$	minimum short-circuit currents c_{min}
Low voltage 100 V to 1 000 V (IEC 60038, table I)	1,05 ³⁾ 1,10 ⁴⁾	0,95
Medium voltage >1 kV to 35 kV (IEC 60038, table III)	1,10	1,00
High voltage²⁾ >35 kV (IEC 60038, table IV)		
¹⁾ $c_{max} U_n$ should not exceed the highest voltage U_m for equipment of power systems. ²⁾ If no nominal voltage is defined $c_{max} U_n = U_m$ or $c_{min} U_n = 0,90 \times U_m$ should be applied. ³⁾ For low-voltage systems with a tolerance of +6 %, for example systems renamed from 380 V to 400 V. ⁴⁾ For low-voltage systems with a tolerance of +10 %.		

Datos de partida

SE EL GRADO 220 kV:

Icc trifásica máxima= 8,1 kA

(Informe Anual de la Corriente de Cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular Español)

Línea 220 kV SET GRADO – SET AVEJARUCO – SET REGADERA

simplex LA-380 (337-AL1/44-ST1A)

- Resistencia $R = 0,0857 \Omega/\text{km}$
- Reactancia $X = 0,4249 \Omega/\text{km}$
- Longitud (Grado – Avejaruco): $L = 5,975 \text{ km}$

Transformador T-1 SET AVEJARUCO:

- Potencia nominal $S_N = 70 \text{ MVA}$
- Relación de transformación 220/30 kV
- Tensión de cortocircuito $U_{cc} = 13\%$
- Relación R/X. 1/6



ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



Transformador T-2 SET AVEJARUCO:

- Potencia nominal $S_N = 18 \text{ MVA}$
- Relación de transformación $220/30 \text{ kV}$
- Tensión de cortocircuito $U_{cc} = 13\%$
- Relación R/X. $1/6$

Fórmulas a aplicar

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito simétrica inicial I''_{cc} se aplica la siguiente fórmula:

$$I''_{cc} = \frac{cU_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} = \frac{cU_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2}} A(efc.)$$

Siendo:

$c = 1,1$, factor que considera la verdadera tensión y capacidad de línea y admitancias de cargas en paralelo.

U_N = Tensión nominal.

Z_{cc} = Impedancia de cortocircuito total desde el origen hasta el punto de cortocircuito a calcular.

La amplitud o valor de cresta de la corriente de cortocircuito o de choque se calculará por la expresión:

$$I_{ch} = K \cdot \sqrt{2} I''_{cc}, \text{ siendo } K = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X}$$

4.2 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO

Se ha modelizado el cálculo de cortocircuito trifásico y a continuación se indican las intensidades de cortocircuito trifásico calculadas para cada nivel de tensión, en los diferentes puntos:

Situación	I''_{cc} TOTAL (kA)	I_{ch} (kA)
SE AVEJARUCO 220 kV	7,14	16,70
SE AVEJARUCO 30 kV	9,61	25,18

5 CÁLCULO MECÁNICO DE EMBARRADOS RÍGIDOS

5.1 HIPÓTESIS DE DISEÑO

Con el fin de permitir evoluciones futuras del sistema eléctrico sin impacto en la nueva subestación proyectada, se adoptan los siguientes valores de diseño:

I_{cc3} (simétrica) = 40 kA (Nivel de 220 kV).

R/X (sistema) = 0,07

Duración del cortocircuito = 0,5 s.

- **Conductor rígido**

Las barras principales se va a realizar mediante tubos de Al en el nivel de 220 kV:

- Tubo 150/134 mm Ø en conexiones en barras principales (Parque 220 kV).

- **Condiciones del vano**

La geometría y condiciones de anclaje en los extremos de los vanos considerados como más desfavorables son las siguientes:

- Vano A.- Barras principales en el parque de 220 kV, con las siguientes condiciones:
 - Longitud de vano: 15 m
 - Distancia entre fases: 3,5 m
 - Anclajes: Fijo – Elástico.

5.2 CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN

La subestación proyectada se encuentra en una parcela aproximadamente a 460 m sobre el nivel del mar (Zona A según RLAT). Por lo tanto, se consideran las siguientes condiciones climatológicas, según se establece en el apartado 3.1.2.5 de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión

- Viento: Presión de viento a 140 km/h = 95,3 DaN/m²

5.3 NORMATIVA APLICABLE

Los cálculos que se realizan a continuación cumplen con la normativa vigente en España referente a este tipo de instalaciones y está basado en las siguientes Normas y Reglamentos:

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación. R. D. 3275/1982 de 12 de noviembre y sus modificaciones posteriores, la última por O. M. de 10/03/00.
- Instrucciones Técnicas Complementarias en Subestaciones. DECRETO nº 842/02 de 2-AGO en B.O.E.: 18-SEPT-02.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero de 2008.
- Norma CEI 865 de 1986, "Cálculo de los efectos de las corrientes de cortocircuito".
- Norma UNE EN 60865-1, "Corrientes de cortocircuito, cálculo de efectos. Parte 1:

Definiciones y métodos de cálculo”.

- Norma CEI 909-1988, “Cálculo de corrientes de cortocircuito en redes de corriente alterna trifásica”.
- Norma VDE 0102.
- Norma DIN 43670.

Si al aplicar las normas y reglamentos anteriores se obtuviesen valores que discrepases con los que pudieran obtenerse con otras normas o métodos de cálculo, se considerará siempre el resultado más desfavorable, con objeto de estar siempre del lado de la seguridad.

5.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES / EQUIPOS A INSTALAR

Tubo 150/134

Aleación	E-ALMgSi0,5, F22
Diámetro exterior (D) interior (d)	150/134 mm
Espesor de la pared (e)	8 mm
Peso propio unitario (Ppt)	9,64 kg/m
Sección (A)	3.567 mm ²
Carga de rotura del material (a _R)	195 N/mm ²
Momento de inercia (J)	902 cm ⁴
Momento resistente (W)	95,12 cm ³
Módulo de elasticidad (Young) (E)	70.000 N/mm ²
Límite de fluencia mínimo del material (R _{p02})	160 N/mm ²
Coefficiente de dilatación lineal (s)	0,023 mm/m°C
Intensidad máxima ¹	3.890 A.

Características de los aisladores soporte

En los tramos del vano correspondientes a las barras principales en el parque de 220 kV, se instalan aisladores C12,5-1425, de las siguientes características mecánicas:

Carga de rotura a flexión	12.500 N
Carga de rotura a torsión	6.000 N
Altura del aislador	2.300 mm
Altura de la pieza soporte	170 mm

5.5 CÁLCULO MECÁNICO DEL EMBARRADO PRINCIPAL.

5.5.1 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Como ya se ha dicho, la intensidad simétrica de cortocircuito trifásico (I_{cc}) a efectos de diseño es de 40 kA en el parque de 220 kV.

La intensidad de cresta, (S/ CEI 909) vale:



ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



$$I_p = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{CC}$$

con:

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

R/X es la relación de impedancias equivalentes del sistema en el punto de cortocircuito que, para la red de transporte en este nivel de tensión, vale típicamente 0,07.

Así, $\chi = 1,814$ con lo que:

- $I_p = 102,63$ kA. para $I_{CC} = 40$ kA.

5.5.2 TENSIÓN EN EL TUBO

- Esfuerzos por viento:
 - $F_v = 953 \cdot 150$ (\varnothing tubo mm) $\cdot 10^{-3} = 142,91$ N/m
- Esfuerzos por peso propio:

En total: $F_p = 128,536$ N/m

- Esfuerzos por cortocircuito:

La fuerza estática por unidad de longitud entre dos conductores paralelos recorridos por una intensidad se obtiene de la expresión:

$$F_s = 0,866 \cdot \frac{\mu_0 \cdot I_p^2}{2 \cdot \pi \cdot a}$$

Donde:

I_p = Intensidad de cresta de cortocircuito trifásico

μ_0 = permeabilidad magnética del vacío ($4\pi \cdot 10^{-7}$ N/A²).

a = Distancia media entre fases

Sustituyendo y operando,

$$F_{s220} = 521,309 \text{ N/m}$$

Los esfuerzos dinámicos dependen a su vez de la frecuencia de vibración propia del tubo, que es función del tubo, el vano y los apoyos, y que permite calcular dos coeficientes que determinan el esfuerzo dinámico en cortocircuito sobre el tubo:

V_σ = factor que tiene en cuenta el efecto dinámico.

V_r = factor que tiene en cuenta el reenganche.

La frecuencia de vibración de un tubo vale, S/ CEI 865:

$$f_c = \frac{\gamma}{l^2} \times \sqrt{\frac{EI}{m}}$$

Donde:

I = inercia de la sección del tubo.

m = masa unitaria del tubo, incluido cable amortiguador

E = Módulo de Young del material.

l = longitud del vano.

γ = coeficiente del tubo y los apoyos: 2,45 en este caso. (Ver tabla 3 S/CEI 865).

Sustituyendo y operando:

$$f_c = 1,564 \text{ Hz (220 kV)}$$

La relación entre la frecuencia de oscilación y la frecuencia nominal del sistema establece los valores de V_σ y V_r :

$$f_c/50 = 0,031 \text{ (220 kV)}$$

En estas condiciones:

$$V_\sigma = 0,298 \text{ (220 kV)}$$

$$V_r = 1,8 \text{ (220 kV)}$$

La tensión de trabajo en el tubo por esfuerzo dinámico de cortocircuito, vale:

$$\sigma_m = V_\sigma \times V_r \times \beta \times \frac{F_s \times l^2}{8 \times z}$$

Donde:

$$\beta = 1 \text{ S/CEI 865}$$

Z = Módulo resistente de la sección del tubo

Así:

$$\sigma_m = 65,45 \text{ N/mm}^2 \text{ (220 kV)}$$

La tensión de trabajo total en el tubo vendrá dada por la suma geométrica de las tensiones producidas por los distintos esfuerzos, que se acumulan, en sus direcciones respectivas, a la calculada de cortocircuito. En este caso, y considerando todas las cargas uniformemente repartidas:

$$\sigma_i = \frac{1}{8} \times \frac{P \times l^2}{z}$$

Donde:

l = longitud del vano

z = módulo resistente de la sección

P = carga repartida que produce el esfuerzo

Entonces:

$$\text{Por viento: } \sigma_v = 33,408 \text{ N/mm}^2 \text{ (220 kV)}$$

$$\text{Por peso propio: } \sigma_{pp} = 30,046 \text{ N/mm}^2 \text{ (220 kV)}$$

La tensión máxima tiene el valor de:

$$\sigma_{to} = \sqrt{(\sigma_v + \sigma_m)^2 + (\sigma_p + \sigma_h)^2} = 103,323 \text{ N/mm}^2 \text{ (220 kV)}$$

El coeficiente de seguridad del tubo frente al límite de fluencia vale:

$$160/\sigma_{to} = 1,54 \text{ (Parque 220 kV)}$$

En cuanto al esfuerzo en cortocircuito, la norma CEI 865 establece que el tubo soporta los esfuerzos si se cumple que:

$$\sigma_{to} \leq q \times R_{p0,2}$$

Donde q = factor de resistencia del conductor, que vale 1,344 para tubo Ø 150, y Rp0,2 = 160 N/mm².

De esta forma se debe verificar:

$$\sigma_{to} \leq 1,344 \times 160 = 215,038 \text{ N/mm}^2 \text{ (Parque 220 kV).}$$

5.5.3 REACCIONES SOBRE AISLADORES SOPORTE

El máximo esfuerzo se producirá en los aisladores intermedios, considerando dos veces el esfuerzo producido en el extremo de un vano, según CEI 865.

Las acciones a considerar en este caso son solo horizontales. Así,

Viento sobre el tubo:

$$F_v = 953 \times 150 (\text{Ø tubo mm}) \times 10^{-3} = 142,91 \text{ N/m (Parque de 220 kV).}$$

Esfuerzo en cortocircuito: Según la norma de referencia, el valor de esfuerzo sobre los soportes tiene la expresión:

$$F_{da} = 0,866 \times V_f \times V_r \times \frac{\mu_0 \times I_{p3}^2}{2 \times \pi \times a}$$

Donde Vf = factor de carga, dependiente de la relación fc/50 = 0,031(220 kV).

Así,

$$F_{da} = 307,921 \text{ N/m (220 kV)}$$

La suma de esfuerzos sobre el soporte central entre dos vanos vale:

$$F_t = 2 \times (F_v + F_{da}) \times \alpha \quad \text{con } \alpha = 0,5$$

Así, Ft = 6.743,57 N (Parque 220 kV)

Este esfuerzo se produce sobre el eje del tubo, que está situado 170 mm por encima de la cabeza del aislador, punto sobre el que el fabricante garantiza el esfuerzo. Por lo tanto:

$$F't = F_t \times \frac{230(\text{altura aislador}) + 170(\text{pieza})}{230(\text{altura aislador})} = 7.242,60 \text{ N (Parque de 220 kV)}$$

El aislador trabajará, en las peores condiciones, con un coeficiente de seguridad frente a la carga inferior de rotura de:

$$12.500 \text{ (carga rotura flexión aislador)} / F't = 1,72 \text{ (Parque 220 kV).}$$

5.5.4 FLECHA EN EL TUBO

La flecha máxima para un vano se obtiene de la expresión:

$$f = \alpha_f \cdot \frac{P \cdot l^4}{E \cdot J} \cdot 100 \text{ (cm)}$$

Donde:

P: fuerza vertical por unidad de longitud (N/m)

l: Longitud del vano (m)

E: Módulo de elasticidad del material (N/mm²)

J: Momento de inercia de la sección (cm⁴)

α_f : factor que depende del tipo de apoyo y que toma el valor 1,3.

La carga a considerar en este caso, es el peso propio del tubo, más el cable amortiguador.

Sustituyendo:

$$f = 13,41 \text{ cm (220 kV)}$$

5.5.4.1 Elongación del embarrado

La flecha máxima para un vano se obtiene de la expresión:

$$f = \alpha_f \cdot \frac{P \cdot l^4}{E \cdot J} \cdot 100 \text{ (cm)}$$

Donde:

P: fuerza vertical por unidad de longitud (N/m)

l: Longitud del vano (m)

E: Módulo de elasticidad del material (N/mm²)

J: Momento de inercia de la sección (cm⁴)

α_f : factor que depende del tipo de apoyo y que toma el valor 1,3.

La carga a considerar en este caso, es el peso propio del tubo, más el cable amortiguador.

Sustituyendo:

$$f = 13,41 \text{ cm (220 kV)}$$

5.5.5 ESFUERZO TÉRMICO EN CORTOCIRCUITO

La intensidad térmica en cortocircuito viene dada según CEI 865 por la expresión:

$$I_{\theta} = I_{cc} \times \sqrt{(m+n)}$$

Dónde: m y n son coeficientes térmicos de disipación, que valen 0,097 y 1.

Sustituyendo:

$$I_{\theta} = 41,902 \text{ kA. (220 kV)}$$

Este valor debe ser menor que la capacidad térmica del tubo, con densidad de corriente en cortocircuito ρ de 11,74 A/mm² (proceso adiabático).

Para el tubo actual, la capacidad térmica es:

$$S \cdot \rho = 3568,84 \cdot 11,74 = 41,90 \text{ kA (220 kV)}$$

5.6 CÁLCULOS DE EFECTO CORONA

5.6.1 CÁLCULO DE LA TENSIÓN DISRUPTIVA

Para el cálculo de la tensión crítica disruptiva (U_c) a partir de la cual el efecto corona puede manifestarse, y aplicada a conductores cilíndricos, puede aplicarse la fórmula de Peek:

$$U_c = m_0 \cdot m_t \cdot \delta \cdot \sqrt{3} \cdot E_{0f} \cdot R \cdot \ln\left(\frac{D}{R}\right)$$

Donde:

m_0 : coeficiente de irregularidad del conductor que toma el valor de 1 para tubo cilíndrico y liso.

m_t : coeficiente meteorológico para tener en cuenta el efecto que produce la humedad, que toma el valor de 0,8 para tiempo húmedo y 1 para tiempo seco.

R: radio exterior del tubo en cm; para el tubo de 150 toma un valor de 7,5 cm.

D: distancia media geométrica entre conductores en cm. Dado que se encuentran situados en un mismo plano y partiendo de que estén equidistantes entre si x cm:

$$D = \sqrt[3]{x \cdot x \cdot 2x} = \sqrt[3]{2} \cdot x = 1,26 \cdot x \text{ cm}$$

Embarrado principal. Parque 220 kV: $D = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ cm}$

δ : factor de corrección de la densidad del aire

$$\delta = 3,92 \cdot \frac{H}{273 + \theta}$$

donde H es la presión atmosférica en cm de mercurio y θ es la temperatura del aire en grados Celsius. H a su vez es función de la altitud sobre el nivel del mar, se calcula con la fórmula de Halley:

$$\ln H = \ln 76 - \frac{2,3 \cdot \text{Altitud}}{18.336}$$

$$\phi = 15 - 6,5y$$

Donde y es la altitud en kilómetros.

La nueva subestación estará situada aproximadamente a 150 m de altura sobre el nivel del mar, por lo que $h = 716,76 \text{ mm Hg}$ de presión y $\phi = 11,96 \text{ }^\circ\text{C}$.

Sustituyendo, $\delta = 1$

E_{0f} : valor eficaz de campo eléctrico crítico para la aparición del efecto corona, 21,1 kV/cm.

Sustituyendo valores en la expresión anterior se obtiene:

Embarrado principal 220 kV (150 mm)

$$U_c = 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \sqrt{3} \cdot 21,1 \cdot 7,5 \cdot \ln(441/7,5) = 1.116,71 \text{ kV}$$

Esta tensión disruptiva está calculada para buen tiempo. Para el caso de tiempos de niebla, nieve o tempestad debe considerarse disminuida en un 20%, es decir, en este caso:

Embarrado secundario 220 kV (150 mm)

$$U_c = 0,8 \cdot 1.116,71 = 893,368 \text{ kV}$$

Por el hecho de estar en el mismo plano los conductores, la tensión disruptiva referida al conductor central debe ser disminuida en un 4% y aumentada en un 6% para los conductores laterales respectivamente.

Como se ve los valores obtenidos están muy alejados de la tensión eficaz entre fase y tierra de los conductores, por lo que no es de esperar que el efecto corona se produzca.

6 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO CON LOS PARARRAYOS

En este apartado se pretende coordinar el aislamiento del conjunto de la aparamenta instalada con los niveles de protección de los pararrayos a instalar, para proporcionar protección a los aparatos contra los riesgos producidos por tensiones anormales de naturaleza diversa. Estas sobretensiones pueden provocar cebados y causar daños importantes al material, comprometiendo así el suministro de energía a los consumidores.

Se pretende utilizar pararrayos de resistencia variable de óxidos metálicos, en concreto de ZnO, para los cuales existen una serie de consideraciones técnicas que son las siguientes:

1) Determinación de la máxima tensión de operación del sistema

Para ello se utiliza la curva MCOV (Maximun Continuous Operating Voltage) o curva de voltaje máximo de operación continua de los pararrayos, que presenta como valor más desfavorable, el valor continuo a lo largo del tiempo de 0,8, lo que indica que los pararrayos pueden soportar una tensión del 80% de su tensión nominal durante un tiempo indefinido.

U_n (kV)	U_m (kV)	U_{mf-t} (kV)	U_1 (kV)
220	245	141,45	176,81
30	36	20,78	25,98

Donde:

$$U_{mf-t} = \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

$$U_1 = \frac{U_{mf-t}}{0,8}$$

Así pues, los valores obtenidos en el nivel de 220 kV indican que los pararrayos de 176,81 kV, pueden soportar continuamente 141,45 kV (de manera análoga con el resto de niveles de tensión).

2) Consideración de las sobretensiones temporales de onda 50Hz, de tiempo apreciable (faltas a tierra, cortocircuitos, etc.)

Se admite una duración del defecto de puesta a tierra de 2 s, lo que supone una disminución de la tensión del 8%.

Para redes de puesta a tierra, el coeficiente de puesta a tierra, C_{pat} , vale 0,8 para redes con neutro efectivamente puesto a tierra y entre 1 y 1,1 para redes con neutro aislado.

- Para el nivel de 220 kV tomamos un C_{pat} de 0,8.
- Para el nivel de 30 kV tomamos un C_{pat} de 0,8.

El coeficiente de defecto a tierra, C_{dt} , se define por la relación entre la tensión eficaz máxima a la frecuencia de la red, entre fase perfectamente aislada y tierra, durante un defecto a tierra (que afecte a una o más fases en un punto cualquiera de la red), y la tensión eficaz entre fase y tierra a la frecuencia de la red que se obtendría en el punto considerado en ausencia del defecto a tierra. Su valor viene dado por la siguiente expresión:

$$C_{dt} = \sqrt{3} C_{pat}$$

La evaluación de las sobretensiones temporales de corta duración para cada nivel de tensión se hace mediante la expresión:

$$U_2 = \frac{U_{mf-t}}{1,08} \cdot Cdt$$

U _n (kV)	U _{m f-t} (kV)	Cpat	U ₂ (kV)
220	141,45	0.8	181,48
30	20,78	0,8	26,66

- 3) Elección del tipo de pararrayos en función de los valores obtenidos en los apartados anteriores.

Se elige el pararrayos de manera que la tensión nominal sea de un valor comercial superior a la mayor de las dos tensiones nominales calculadas en los apartados anteriores (U₁ y U₂). Además, se indican las tensiones residuales máximas admisibles de los pararrayos de la clase elegida.

U _n (kV)	U selec (kV)	U comercial (kV)	U _{resmax} (kV cresta)	clase
220	181,48	192	452	3
30	26,66	30	79,5	3

- 4) Verificación de la coordinación de aislamiento a proteger con el nivel de protección de los pararrayos.

Debe cumplirse que:

$$C = \frac{BIL}{U_{residual}} \geq 1,4$$

Donde, BIL (Basic Insulation Level) es el nivel de aislamiento a la onda de choque 1,2/50 µs en kV cresta entre fases de los aparatos a proteger

U _n (kV)	BIL	U _{resmax} (kV cresta)	C
220	1.050	452	2,32
30	145	79,5	1,82

Por consiguiente, la instalación cumple la coordinación de seguridad exigida (C mayor de 1,4).

- 5) Elección de la línea de fuga mínima



ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



La longitud de la línea de fuga se hace en función del nivel de contaminación existente en el lugar de emplazamiento de los pararrayos. Se considera que en el emplazamiento de la subestación no hay contaminación apreciable, por tanto:

Línea de fuga $\geq 16 U_{me}$

Siendo U_{me} la tensión más elevada prevista para el material.

U_n (kV)	U_{me} (kV)	Línea de fuga mínima (mm)
220	245	3.920
30	36	576

6) Análisis de márgenes de protección

Se realizan según la expresión:

$$M_p = \left(\frac{BIL}{U_{res}} - 1 \right) \cdot 100$$

Se tiene:

U_n (kV)	BIL	U_{resmax} (kV cresta)	MARGEN (%)
220	1.050	452	132,3
30	145	79,5	82,4

Estos márgenes de protección son ampliamente superiores al valor mínimo del 20%

7 CÁLCULO DE CONDUCTORES

7.1 CONDUCTOR PARQUE INTEMPERIE 220 kV.

Conexión mediante cable

El conductor seleccionado para realizar la conexión entre aparatos de 220 kV es un conductor LA-510.

Las características del conductor son las siguientes:

- Tipo de conductor: RAIL LA-510 (483-AL1/33-ST1A)
- Diámetro del conductor: $\phi = 29,61$ mm
- Sección del conductor: $As = 517,3$ mm²
- Peso propio del conductor: $ms = 1.599,8$ kg/km
- Módulo de elasticidad: $E = 6.600$ daN/mm²
- Carga de rotura: 115.250 N
- Intensidad máxima: 1.090 A
- Resistencia Eléctrica (20°C): 0,0593 Ω /Km

Se pretende en este apartado comprobar que la elección del tipo de conductor elegido es correcta.

Intensidad máxima admisible:

Se establece una intensidad máxima que va a existir en la instalación (caso más desfavorable) es de 742,68 A (en el parque de 220 kV)

La intensidad máxima admisible que puede transportar el cable según el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en su Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT-07, apartado 4.3 se calcula mediante la expresión:

$$I_{adm} = D \cdot S \cdot K$$

Siendo,

D= densidad de corriente reglamentaria admisible según la sección del cable en A/mm²

S= sección del conductor en mm²

K= coeficiente que depende de la composición del cable

En este caso se tiene:

D= 1,70 A/mm²

S= 517,3 mm²

K= 0,97 (correspondiente a la composición 45+7)

Por lo tanto,

$I_{adm} = 1706,055$ A

Efecto Corona:

El efecto corona 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. Será interesante por lo tanto, comprobar si en algún punto del parque intemperie 220 kV de la

subestación se llega a alcanzar la tensión crítica disruptiva. Para ello, utilizaremos la fórmula de Peek:

$$U_c = V_c \cdot \sqrt{3} = \frac{29,8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot r \cdot \ln\left(\frac{DMG}{RMG}\right)$$

Donde:

U_c = tensión compuesta crítica eficaz en kV para la que empiezan las pérdidas por efecto corona, o sea, tensión crítica disruptiva.

V_c = tensión simple correspondiente.

29,8 = valor máximo o de cresta, en kV/cm, de la rigidez dieléctrica del aire a 25°C de temperatura, y a la presión barométrica de 76 cm de columna de mercurio.

m_c = coeficiente de rugosidad del conductor (se considera 0,85 para cables formados por hilos).

m_t = coeficiente meteorológico (tiempo seco $m_t=1$, tiempo lluvioso $m_t=0,8$).

r = radio del conductor en cm (1,48 cms)

DMG = distancia media geométrica entre conductores en cm. Dado que se encuentran situados en un mismo plano y partiendo de que estén equidistantes entre si x cm:

$$D = \sqrt[3]{x \cdot x \cdot 2x} = \sqrt[3]{2} \cdot x = 1,26 \cdot x \text{ cm}$$

En este caso $x=400$ cm, por lo que $D=1,26 \cdot 400=504$ cm

RMG = radio medio geométrico en cm.

$$RMG = \sqrt{r \cdot n \cdot d}$$

Siendo:

- r = radio del conductor [cm]
- d = distancia entre conductores de la misma fase en cm.
- n = número de conductores

δ = factor de corrección de la densidad del aire, función de la altura sobre el nivel del mar.

El valor de δ se calcula por:

$$\delta = 3,92 \cdot \frac{H}{273 + \theta} = 0,962$$

Donde:

h = presión barométrica en cm de columna de mercurio

θ = temperatura en grados centígrados, correspondiente a la altitud del punto que se considere.

El valor de h es función de la altitud sobre el nivel del mar. En el caso de la subestación objeto de este proyecto, se encuentra ubicada a menos de 500 metros sobre el nivel del mar por lo que se consideran 716,76 mm Hg de presión ($h=71,67$ cm) y la temperatura estimada media, en este caso 12°C.

Por lo tanto se tiene:

- Para tiempo seco: $U_c=754,94$ kV > 245 kV
- Para tiempo húmedo: $U_c=603,95$ kV > 245 kV

Se observa que no se produce efecto corona.



ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



7.2 CONDUCTOR PARQUE INTEMPERIE 30 kV.

Conexión mediante tubo

La conexión de los transformadores de potencia y la salida en media tensión de las celdas de 30 kV, está prevista que se realice a través de tubo de aluminio del cual se conectarán los cables aislados de las celdas de media tensión de 30 kV y la reactancia de puesta a tierra.

El conductor seleccionado para realizar estas conexiones es un tubo de Al 100/88 mm por fase.

Las características principales para este tipo de tubo de Al son las siguientes:

Tipo de conductor	Tubo Al
Dimensiones $\varnothing_{ext}/\varnothing_{int}$	100/80 mm
Sección	2.827 mm ²
Peso.....	7,600 kg/m
Intensidad máx. admisible (80°C).....	3.135 A
Vano admisible.....	18,50 m
Momento de Inercia.....	289,81 cm ⁴
Momento Resistente	47,90 cm ³

Intensidad máxima admisible:

La intensidad máxima admisible más desfavorable que va a existir en la conexión con los transformadores es de 1.347,15 A (en el parque de 30 kV).

Se establece un factor de corrección por temperatura de 0,84 para una temperatura de servicio de 90 °C y temperatura ambiente hasta 55°C.

Además, por exposición continua al sol se establece un factor de 0,90.

Todo ello supone un factor general de 0,756.

La intensidad máxima que puede transportar el tubo será: $0,756 \cdot 3.135 = 2.370$ A.

Por lo tanto, al ser la intensidad máxima admisible del tubo superior a la corriente máxima de la instalación, el tubo es válido.

7.3 CABLE DE POTENCIA AISLADO. CÁLCULOS ELÉCTRICOS.

A continuación, se establecen los cálculos eléctricos justificativos necesarios para la elección del cable aislado necesario, en el nivel de 30 kV, desde las celdas de protección de transformador hasta las bornas de M.T. del transformador 220/30 kV.

Según los cálculos de cortocircuito analizados en el apartado cuatro del presente anexo, los valores de cortocircuito en los puntos de conexión en 30 kV de la subestación son valores de 9,61 kA, el cual se considera lo suficientemente y admisible.

Los datos principales son los siguientes:

- Tensión nominal: 30 kV.
- Tensión más elevada: 36 kV.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Intensidad de cortocircuito: 9,61 kA.
- Duración del cortocircuito: consideramos $t_s = 1$ s.

	<p style="text-align: center;">ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO (NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV) T.M.: El Grado (Huesca)</p>	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p style="text-align: center; font-size: small;">COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA</p> <p style="text-align: center; font-size: x-small;">Nº Colegiado.: 0001937 JOSE LUIS OVELLEIRO MEDINA</p> <p style="text-align: center; font-size: x-small;">ARAGÓN Nº 5438-24A DUEÑO Nº 2/2024</p> <p style="text-align: center; font-size: x-small;">EVASADO INGENIERO COLABORADOR</p> <p style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: small;">ANEXO A</p> <p style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: small;">VD04535-24A</p> </div>
---	--	--

Los cálculos eléctricos que se llevan a cabo para el dimensionamiento del cable aislado, serán los siguientes:

- Intensidad máxima admisible.
- Intensidad de cortocircuito admisible por el conductor.
- Perdidas admisibles por caída de tensión.

7.3.1 CONDUCTOR EN 30 kV PFV AVEJARUCO SOLAR. CONEXIÓN A TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

El grupo de celdas perteneciente a el PFV AVEJARUCO SOLAR conectara con el transformador T-1 a través de la celda de protección de transformador. Se establece como potencia de evacuación, la potencia nominal del transformador de 70 MVA, ello hace una intensidad nominal:

$$I_n: 1347,15 \text{ A.}$$

Se establece un circuito compuesto por tres cables por fase, instalado en canalización enterrada y bajo tubo para el transporte de la energía desde la celda hasta el transformador de potencia:

Cable aislado: **3 x (3 x 1 x 630 mm) AI HEPRZ1 18/30 kV** con pantallas de cobre de 16 mm².

Características eléctricas principales son las siguientes:

Tensión de operación:	30 kV
Tensión de operación máxima:	36 kV.
Tensión de impulso:	170 kV.
Resistencia conductor 50 Hz y 90°:	0,066 Ohm/km.
Capacidad:	0,437 µF/km.
Resistencia en CC (20 °C)	0,047 Ω/km
Reactancia	0,093 Ω/km
Intensidad admisible enterrado bajo tubo:	615 A.

En nuestro caso se establece una instalación en cable enterrado bajo zanja, a 1000 mm de profundidad lo cual hace que se establezca los siguientes factores de corrección según se recogen en la ITC-LAT 06 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

$$I_{max} = n \cdot I_{cond} \cdot K_1 = 3 \cdot 615 \cdot 0,75 = 1383,75 \text{ A}$$

K₁: El único factor de corrección es por el de agrupamiento de ternas de conductores separados 0,200 m entre ellos: 0,75.

Lo anterior hace que se puede establecer que la intensidad admisible del cable en las condiciones de instalación indicadas será de 1.383,75 A. Lo cual es superior a la intensidad nominal prevista en servicio permanente (1347,15 A).

7.3.1.1 Intensidad por cortocircuito admisible.

La intensidad de cortocircuito admisible por el conductor definido es la siguiente:

Duración del cortocircuito en conductor	t	1 s
---	---	-----



ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



Sección total del circuito	S	1890 mm ²
Factor K del material conductor	K	148 A·s ^{1/2} /mm ²
Factor b del material conductor	β	228 K
Temperatura inicial	θ _i	105 °C
Temperatura final	θ _f	250 °C
Intensidad de cortocircuito admisible	I _{cc}	168173,899 A

Por otro lado, según se establece en la norma UNE 211435 (Composición de pantalla: 23 x 1,4 mmD). Establecemos la capacidad admisible de la pantalla de cobre del cable aislado.

Duración del cortocircuito en pantalla	t	0,5 s
Sección total del circuito	S	0,7854 mm ²
Factor K del material conductor	K	226 A·s ^{1/2} /mm ²
Factor b del material conductor	β	234,5 K
Temperatura inicial	θ _i	70 °C
Temperatura final	θ _f	180 °C
Factor A		0,41
Factor B		0,12
Factor F corrector térmico		0,5
Factor de corrección proceso no adiabático	ε	1,08750399
Intensidad cortocircuito admisible 1 hilo adiabático	I _{cc1}	139,403 A
Intensidad cortocircuito admisible pantalla	I _{cc}	3032,024 A

7.3.1.2 Pérdidas admisibles por caída de tensión.

Finalmente, consideraremos las pérdidas que se produzcan en dicho conductor en servicio continuo y para la longitud del trazado, el cual consideraremos que es de 60 metros.

Caída de tensión máxima permitida		1,5 %
Longitud de la línea (Recorrido) en km		0,02 km
Factor de potencia del circuito	cosφ	0,95
Temperatura ambiente		40 °C
Temperatura máxima de servicio		105 °C
Intensidad máxima del cable en servicio		1384,295662 A
Intensidad de cálculo del cable		1347,151 A
Temperatura del cable		101,6 °C
Resistencia a 20 °C (1 cable)	R	6,30E-02 Ω/km
Resistencia en el punto de trabajo		9,35E-02 Ω/km
Reactancia de los cables	XL	0,093 Ω/km
Caída de tensión	ΔU	1,834 V
Caída de tensión porcentual	ΔU (%)	0,0061 %
Pérdida de potencia	P	3394,938 W
Pérdida de potencia porcentual	P(%)	0,0048 %



ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO
 SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO
 (NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
 T.M.: El Grado (Huesca)



Como puede observarse el porcentaje de potencia perdida en este tramo es prácticamente mínimo lo cual podemos concluir indicando que el cable definido anteriormente es válido para el servicio especificado.

7.3.2 CONDUCTOR EN 30 kV PSFV GRADO BENSOLAR. CONEXIÓN A TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

El grupo de celdas perteneciente a el PSFV GRADO BENSOLAR conectara con el transformador T-1 a través de la celda de protección de transformador. Se establece como potencia de evacuación, la potencia nominal del transformador de 18 MVA, ello hace una intensidad nominal:

$$I_n = 346,41 \text{ A.}$$

Se establece un circuito compuesto por tres cables por fase, instalado en canalización enterrada y bajo tubo para el transporte de la energía desde la celda hasta el transformador de potencia:

Cable aislado: **(3 x 1 x 630 mm) AI HEPRZ1 18/30 kV** con pantallas de cobre de 16 mm².

Características eléctricas principales son las siguientes:

Tensión de operación:30 kV
Tensión de operación máxima:36 kV.
Tensión de impulso:170 kV.
Resistencia conductor 50 Hz y 90°: 0,066 Ohm/km.
Capacidad:0,437 μF/km.
Resistencia en CC (20 °C) 0,047 Ω/km
Reactancia 0,093 Ω/km
Intensidad admisible enterrado bajo tubo: 615 A.

En nuestro caso se establece una instalación en cable enterrado bajo zanja, a 1000 mm de profundidad lo cual hace que se establezca los siguientes factores de corrección según se recogen en la ITC-LAT 06 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

$$I_{max} = 615 \text{ A}$$

La intensidad admisible del cable en las condiciones de instalación indicadas es superior a la intensidad nominal prevista en servicio permanente (346,41 A).

7.3.2.1 Intensidad por cortocircuito admisible.

La intensidad de cortocircuito admisible por el conductor definido es la siguiente:

Duración del cortocircuito en conductor	t	1 s
Sección total del circuito	S	630 mm ²
Factor K del material conductor	K	148 A·s ^{1/2} /mm ²
Factor b del material conductor	β	228 K
Temperatura inicial	θ _i	105 °C
Temperatura final	θ _f	250 °C
Intensidad de cortocircuito admisible	I _{cc}	56057,966 A

Por otro lado, según se establece en la norma UNE 211435 (Composición de pantalla: 23 x 1,4 mmD). Establecemos la capacidad admisible de la pantalla de cobre del cable aislado.

Duración del cortocircuito en pantalla	t	0,5 s
--	---	-------



ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



Sección total del circuito	S	0,7854 mm ² A·s ^{1/2} /mm
Factor K del material conductor	K	226 ²
Factor b del material conductor	β	234,5 K
Temperatura inicial	θ _i	70 °C
Temperatura final	θ _f	180 °C
Factor A		0,41
Factor B		0,12
Factor F corrector térmico		0,5
Factor de corrección proceso no adiabático	ε	1,08750399
Intensidad cortocircuito admisible 1 hilo adiabático	I _{cc1}	139,403 A
Intensidad cortocircuito admisible pantalla	I _{cc}	3032,024 A

7.3.2.2 Pérdidas admisibles por caída de tensión.

Finalmente, consideraremos las pérdidas que se produzcan en dicho conductor en servicio continuo y para la longitud del trazado, el cual consideraremos que es de 60 metros.

Longitud de la línea (Recorrido) en km		0,02 km
Factor de potencia del circuito	cosφ	0,95
Temperatura ambiente		40 °C
Temperatura máxima de servicio		105 °C
Intensidad máxima del cable en servicio		615,0160269 A
Intensidad de cálculo del cable		346,410 A
Temperatura del cable		60,6 °C
Resistencia a 20 °C (1 cable)	R	6,30E-02 Ω/km
Resistencia en el punto de trabajo		7,82E-02 Ω/km
Reactancia de los cables	XL	0,093 Ω/km
Caída de tensión	ΔU	1,240 V
Caída de tensión porcentual	ΔU (%)	0,0041 %
Pérdida de potencia	P	562,975 W
Pérdida de potencia porcentual	P(%)	0,0031 %

Como puede observarse el porcentaje de potencia perdida en este tramo es prácticamente mínimo lo cual podemos concluir indicando que el cable definido anteriormente es válido para el servicio especificado.

8 CÁLCULOS DE LA RED DE TIERRAS

La subestación dispondrá de una red de tierras diseñada de forma que en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la instalación eléctrica donde las personas puedan circular o permanecer, y exista el riesgo de que puedan estar sometidas a una tensión peligrosa durante cualquier defecto en la instalación eléctrica o en la red unida a ella, estas queden protegidas.

Cuando se produce un defecto a tierra en la instalación, se provoca una elevación del potencial del electrodo, a través del cual circula la corriente hacia tierra, apareciendo sobre el terreno gradientes de potencial. Por lo tanto, al diseñar los electrodos de puesta a tierra deben de tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Seguridad de las personas en relación con las elevaciones de potencia: tensiones de paso y contacto.
- Sobretensiones peligrosas para las instalaciones.
- Valor de la intensidad de defecto que haga funcionar las protecciones, asegurando la eliminación de la falta.

8.1 CONSIDERACIONES PREVIAS

8.1.1 NORMATIVA UTILIZADA

Las normativas aplicadas para este cálculo del sistema de puesta a tierra son:

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba 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.
- IEEE Std 80/2013 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding". (se trata de una guía de aplicación).
- IEC 60364 Instalaciones eléctricas en edificios.

8.1.1.1 Procedimiento para el cálculo

Para determinar el cumplimiento de las condiciones de seguridad requeridas, se seguirá el procedimiento de cálculo que se indica a continuación, según lo señalado en el apartado 2.1 de la ITC-RAT 13:

- Investigación de las características del terreno.
- Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente de eliminación del defecto.
- Diseño preliminar de la instalación de tierra.
- Cálculo de la resistencia del sistema de tierra.
- Cálculo de las tensiones de paso y contacto en el exterior de la instalación.
- Comprobación de que las tensiones de paso y contacto calculadas en los puntos anteriores son inferiores a los valores máximos.
- Corrección y ajuste del diseño inicial estableciendo el definitivo.

Se pondrán a tierra las partes metálicas de una instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo como consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones. Se pondrán a tierra los siguientes elementos:

- Chasis y bastidores de aparatos de maniobras y celdas MT.



ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



- Puertas metálicas del local.
- Vallas y cercas metálicas.
- Blindajes metálicos del cable.
- Carcasas del transformador.
- Circuitos de BT de los transformadores de medida.
- Descargadores para la eliminación de sobretensiones.
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de p.a.t.
- Neutro transformadores.
- Mallazo de la Subestación, cimentación del Edificio de control, y otras.

El sistema de puesta a tierra para las instalaciones de Alta (220 y 30 kV) y Baja Tensión único, estando compuesto por:

- Malla de puesta a tierra de la Subestación, para Parque Intemperie y Edificio de Control.

Las tierras de protección y de servicio también pertenecen al mismo sistema, puesto que se cumple $V_d < 1.000 \text{ V}$.

8.1.2 DATOS DE PARTIDA PARA EL CÁLCULO

8.1.2.1 Características del sistema Eléctrico

Las características del Sistema Eléctrico serán las siguientes:

- Relación de tensiones.....220/30 kV
- Frecuencia del sistema 50 Hz
- Relación impedancias (X/R)..... 10
- Duración de la corriente de falta (I_f)0,5 s

8.1.2.2 Características del terreno y de los conductores de tierra

Las características del terreno y de los conductores de tierra serán las siguientes:

- Profundidad a la que está enterrada la malla (h).....0,6 m
- Espesor de la capa superficial (h_s).....0,1 m
- Resistividad capa superficial (ρ_s)3.000 $\Omega \cdot \text{m}$ (1)
- Resistividad del terreno:200 $\Omega \cdot \text{m}$ (2)
- Cable de tierra Cu 120 mm²

(1) Resistividad estimada de acuerdo a la ITC-RAT-13.

(2) En el momento de elaboración del presente cálculo no se dispone de datos de estudio de resistividad del terreno. Es por ello que tal y como se establece en la ITC-RAT 13 consideramos una resistividad de 200 $\Omega \cdot \text{m}$.

8.1.2.3 Características Geométricas de la malla de tierras

La malla de tierras de la subestación tendrá la tipología que se indica a continuación:

- Longitud del lado mayor de la malla (L_x) 84,70 metros
- Longitud del lado menor de la malla (L_y) 49,15 metros



ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO
 SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO
 (NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
 T.M.: El Grado (Huesca)

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
 N.º Colegiado.: 0001937
 JOSE LUIS OVELLEIRO MEDINA
 VISADO Nº 5438-24A
 18/12/2024
 INGENIERO COLABORADOR
ANEXO A
VD04535-24A

- Número de picas.....4
- Longitud de las picas2 metros

La malla de tierras sobresaldrá un (1) metro del cerramiento de la subestación. Dicho cerramiento estará conectado a la malla de tierras.

8.1.2.4 Datos Intensidad de cortocircuito

La intensidad de cortocircuito considerada para la malla de tierras de la subestación tendrá en cuenta un horizonte temporal amplio para contemplar la evolución futura de la red, así como las aportaciones de las líneas que puede albergar en su desarrollo final.

De acuerdo a los datos disponibles , las intensidades de cortocircuito consideradas en cada nivel de tensión de la subestación son las siguientes:

- Sistema de 220 kV (lcc)..... 7,14 kA Monofásico (Rígido a tierra).
- Sistema 30 kV (lcc)0,5 kA Monofásico
 (Puesta a tierra mediante reactancia limitadora 500 A).

Tal y como puede extraerse de los datos anteriores, el valor de la intensidad de cortocircuito más crítica para ser considerado el cálculo de los conductores de puesta a tierra, así como para el cálculo de las tensiones de paso y contacto será el sistema de 220 kV, debido a que el sistema de 30 kV dispondrá de una reactancia que limitará la falta a tierra.

8.1.3 CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MÁXIMAS ADMISIBLES

- Reglamento Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión (ITC-RAT 13)

Los valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta, tal y como se indica en la ITC-RAT 13 será la siguiente:

Duración de la corriente de falta t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible U_{ca} (V)
0,05	735
0,10	633
0,20	528
0,30	420
0,40	310
0,50	204
1,00	107
2,00	90
5,00	81
10,00	80
> 10,00	50

Las tensiones máximas admisibles de paso y contacto se calcularán según se especifica en el punto 1.1 de la ITC-RAT 13 utilizando las siguientes expresiones:

- Tensión de contacto:

$$U_c = U_{ca} \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 Z_B} \right] = U_{ca} \left[1 + \frac{R_{a1} + 1,5 \rho_S}{1000} \right] \quad (1)$$

- Tensión de paso:

$$U_p = U_{pa} \left[1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_B} \right] = 10 U_{ca} \left[1 + \frac{2R_{a1} + 6 \rho_S}{1000} \right] \quad (2)$$

Donde:

- R_{a1} : Resistencia equivalente de calzado con suela aislante (Ω) = 2.000 Ω



ANEXO MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO
 SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO
 (NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
 T.M.: El Grado (Huesca)

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
 Nº Colegiado.: 0001937
 JOSE LUIS OVELLEIRO MEDINA
 VISADO Nº 05438-24A
 18/12/2024
 INGENIERO COLABORADOR
ANEXO A
 VD04535-24A

- **R_{a2}**: Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie.
- **ρ**: resistividad del terreno (Ω·m) = 200 Ω· m (valor estimado)
- **ρ^{*}_s**: resistividad de la capa superficial (gravilla) (Ω·m) = 3.000 Ω·m
- **h_s**: espesor capa de gravilla (m) = 0,1 m.
- **U_{pa}**: Tensión de paso aplicada admisible, la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre los dos pies (U_{pa} = 10 U_{ca}).
- **U_c**: Tensión de contacto máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales (por ejemplo, resistencia a tierra del punto de contacto, calzado, presencia de superficies de material aislante).
- **U_p**: Tensión de paso máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales (por ejemplo, resistencia a tierra del punto de contacto, calzado, presencia de superficies de material aislante).

Para calcular la resistividad superficial aparente del terreno en los casos en que el terreno se recubre de una capa adicional de elevada resistividad (grava, hormigón, etc.) se multiplicará el valor de la resistividad de la capa de terreno adicional, por un coeficiente reductor. El coeficiente reductor se obtendrá de la expresión siguiente:

$$C_S = 1 - 0,106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2h_S + 0,106} \right)$$

Donde:

- **C_s**: Coeficiente reductor de la resistividad de la capa superficial.
- **h_s**: Espesor de la capa superficial, en metros.
- **ρ**: Resistividad media del terreno natural.
- **ρ^{*}**: Resistividad de la capa superficial.

A continuación, se incluyen los resultados obtenidos:

- Coeficiente reductor (C_s):0,68
- Tensión de contacto máxima admisible en la instalación (U_c):1.033,03 V
- Tensión de paso máxima admisible en la instalación (U_p):35.201,19 V

- Según IEEE-80-2013 dichos valores son (para una persona de 70 kg):

- Tensión de paso: $E_{step} = (1000 + 6 \cdot C_S \cdot \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$
- Tensión de contacto: $E_{touch} = (1000 + 1,5 \cdot C_S \cdot \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$

Siendo C_s el factor de reducción siguiente:

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

Donde:

ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$) = 200 $\Omega \cdot m$

ρ_s : resistividad de la gravilla ($\Omega \cdot m$) = 3.000 $\Omega \cdot m$

h_s : espesor capa de gravilla (m) = 0,1 m

Con lo que: $C_s = 0,67$

- $E_{step} = 3.076,72$ V
- $E_{touch} = 935,70$ V

8.1.4 RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Para calcular la resistencia de la red de tierra se utiliza la siguiente expresión:

$$R_S = \rho \left(\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right) = 1,48 \Omega$$

Donde:

ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$) = 200 $\Omega \cdot m$

L: Longitud total de conductor enterrado (m) = 1.955 m

h: Profundidad de enterramiento del conductor (m) = 0,6 m

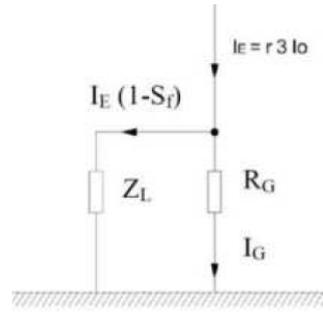
A: Superficie ocupada por la malla (m^2) = 4.163,01 m^2

8.1.5 INTENSIDAD DE DEFECTO A TIERRA

Para el caso de un sistema con neutro rígido a tierra, como es el caso que se estudia, se deberá de estudiar la intensidad derivada a la malla en caso de cortocircuito en función de la intensidad de retorno por los cables de tierra de las líneas aéreas y las pantallas de los cables de potencia de los cables de potencia de las acometidas subterráneas.

En caso de falta a tierra, la corriente que retorna a tierra, I_E , una parte lo hace por la conexión a tierra de los apoyos más cercanos a la subestación (10 a 20 primeros), por supuesto de líneas que parten de ésta y cuyos hilos de guarda o hilos de acero de acompañamiento de la F.O., están conectados a la malla de tierra a través de los pórticos de entrada, en el caso de tener líneas con acometida en aéreo a la subestación. Las pantallas de los cables subterráneos de las salidas que sean subterráneas mediante cables aislados cuya pantalla está conectada a la red de tierras de la subestación harán la misma función.

Únicamente la corriente que finalmente pasa a tierra de la malla (I_G) es la que contribuye a elevar el potencial de los elementos de la subestación durante un defecto. Para hallar el valor de esta corriente, dado que la puesta a tierra de las líneas se comporta como una impedancia en paralelo con la resistencia de la malla de tierra, basta con aplicar un divisor de corriente entre impedancias, también llamado factor divisor de corriente (S_f).



Divisor de corriente a tierra (I_E) entre la malla (I_G) y las líneas

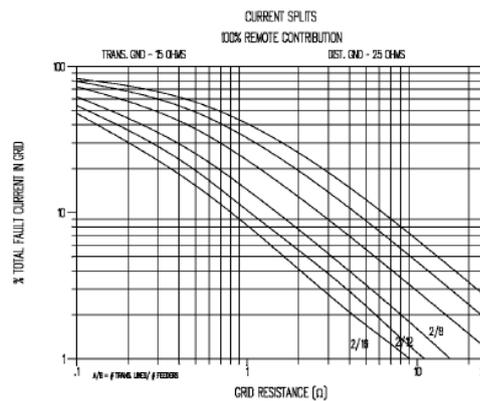
$$I_G = I_E \cdot S_f \cdot D_f = I_E \cdot \frac{Z_L}{R_G + Z_L}$$

Donde:

- I_G : Corriente que pasa a tierra a través de la malla en A.
- S_f : Factor divisor de corriente en p.u.
- D_f : Factor decremental para determinar la corriente de falta a tierra.
- Z_L : Impedancia equivalente de todos los hilos de guarda de cables y pantallas de cables subterráneos unidos a la malla de tierra de la Subestación en Ω .
- R_G : Resistencia de la malla de tierra en Ω .

Para estimar el porcentaje de la intensidad de cortocircuito que deriva hacia la malla, se utilizará la siguiente gráfica de la Norma IEEE-80. Esta norma es de uso extendido en el cálculo de redes de tierra de Subestaciones. De acuerdo con la citada norma se puede aplicar un factor de división S_f en función de los caminos de retorno adicionales que suponen los hilos de guarda de las líneas de distribución y de transmisión que llegan a la subestación.

Para determinar esta reducción se utilizan los gráficos siguientes (IEEE Std 80-2013 Anexo C).



Dado que en la subestación hay 2 líneas y 2 transformadores, se adopta un 100% de contribución remota.

Para determinar esta reducción se utiliza el gráfico anterior, partiendo de la resistencia de puesta a tierra (R_G) y el número de líneas de transmisión y de distribución.

Como la resistencia de puesta a tierra es de 1,48 Ω , el factor de división de corriente que resulta es del 26,66%.

Por lo tanto, la Intensidad total disipada a tierra por la malla será:

C_p : Factor de incremento por futuras ampliaciones. En este caso 1,2.

$$I_g = 7,14 \cdot 26,66\% \cdot 1,2 = 2,3 \text{ kA}$$

8.1.6 EVALUACIÓN DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO

Utilizando el estándar IEEE 80, se pueden calcular unos valores previstos de tensiones de paso y contacto para unos determinados niveles de falta, y para un diseño previo de la malla de red de tierras.

Los datos iniciales utilizados para el cálculo han sido:

Resistividad del terreno (ρ).....	200 $\Omega \cdot m$
Espaciado medio entre conductores (D).....	4,50 m
Profundidad del conductor enterrado (h)	0,6 m
Diámetro del conductor (120 mm ²) (d).....	0,014 m
Longitud del conductor enterrado (L).....	1.955 m
Intensidad de defecto (I_g)	2,30 kA

Partiendo de los valores indicados, e introducidos en las fórmulas desarrolladas en el estándar IEEE 80, se obtienen los siguientes valores intermedios:

$$K_h = \sqrt{1 + h} = 1,26$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n = 2,84$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}} = 1$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = 14,84$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = 14,57$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} = 1,02$$

$$n_c = \left[\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{0,7 \cdot A} = 1$$

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

L_c = longitud del conductor de la malla = 1.955 m

L_p = longitud del perímetro de la malla = 267,70 m

L_x = longitud máxima de la malla en la dirección x = 84,70 m

L_y = longitud máxima de la malla en la dirección y = 49,15 m

D_m = máxima distancia entre dos puntos en la malla = 97,93 m

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16h \cdot d} + \frac{(D + 2h)^2}{8D + d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right) \right] = 0,66$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] = 0,38$$

De acuerdo con la IEEE-80-2013, la fórmula que permite obtener el valor de la tensión de contacto es:

$$E_{contacto} = \rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot \frac{I_g}{L} = 355,71 \text{ V}$$

Y la fórmula que permite obtener la tensión de paso:

$$E_{paso} = \rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot \frac{I_g}{L} = 345,70 \text{ V}$$

Los valores obtenidos son menores que los valores límite tanto de la IEEE-80-2013 como de la MIE-RAT13.

	CRITERIO	Según ITC-RAT 13	IEEE 80-2013	Valores previstos	Resultado
Tensión de paso	$U_p < U_p$ (teórico)	35.201,19 V	3.076,72 V	345,70 V	Cumple
Tensión de contacto	$U_c < U_c$ (teórico)	1.033,03 V	935,70 V	355,71 V	Cumple

(*) **NOTA ACLARATORIA:** Los valores iniciales de resistividad eléctrica del terreno son estimativos. Será necesario realizar en el estudio geotécnico del terreno un análisis de tomografías en el cual se indique el valor de dicha resistividad. De igual forma, una vez la instalación esté finalizada deberá de realizarse toma de datos de los valores de tensiones de paso y contacto efectivos, para asegurarse de que no hay peligro en ningún punto de la instalación.

8.2 RED DE TIERRAS SUPERIORES

El cometido del sistema de tierras superiores es la captación de las descargas atmosféricas y su conducción a la malla enterrada para que sean disipadas a tierra sin que se ponga en peligro la seguridad del personal y de los equipos de la subestación.

El sistema de tierras superiores consiste en un conjunto de hilos de guarda y/o de puntas Franklin sobre columnas. Estos elementos están unidos a la malla de tierra de la instalación a través de la estructura metálica que los soporta, que garantiza una unión eléctrica suficiente con la malla.

Para el diseño del sistema de protección de tierras superiores se ha adoptado el modelo electro geométrico de las descargas atmosféricas y que es generalmente aceptado para este propósito.

El criterio de seguridad que se establece es el de apantallamiento total de los embarrados y de los equipos que componen el aparellaje, siendo este criterio el que establece que todas las descargas atmosféricas que puedan originar tensiones peligrosas y que sean superiores al nivel del aislamiento de la instalación, deben ser captadas por los hilos de guarda.

Este apantallamiento se consigue mediante una disposición que asegura que la zona de captación de descargas peligrosas de los hilos de guarda y de las puntas Franklin contiene totalmente a la correspondiente a las partes bajo tensión.

La zona de captura se establece a partir del radio crítico de cebado (r) y que viene dado por la siguiente expresión:

$$r = 8 \times I^{0,65}$$

en donde:

$$I = 1,1 \cdot U \cdot N / Z, \text{ siendo:}$$

$$U = \text{tensión soportada a impulsos tipo rayo} = 1425 \text{ kV}$$

$$N = \text{número de líneas conectadas a la subestación} = 2$$

$$Z = \text{Impedancia característica de las líneas} = 400\Omega \text{ (valor típico)}$$

Sustituyendo y aplicando estos valores se obtiene:

$$I = 1,1 \cdot 1.425 \cdot 2/400 = 7,83 \text{ kA}$$

Luego la zona de captura será:

$$r = 8 \cdot 7,83^{0,65} = 30,5 \text{ m}$$

El radio crítico de 30,5 m con centro en las puntas Franklin, en el centro en los amarres de los hilos de guarda y en su punto más bajo, cuyo emplazamiento se refleja en los planos correspondientes, garantiza el apantallamiento total de la instalación.



Anexo 2. Cálculos Mecánicos LAAT 220 kV



ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 KV PARA LA
EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 KV)
T.M.: El Grado (Huesca))



ANEXO A
VD04535-24A

INDICE

1	CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LOS CONDUCTORES.....	3
2	CLASIFICACION DE LA LINEA	4
3	ACCIONES A CONSIDERAR	4
4	HIPÓTESIS DE CÁLCULO.....	4
5	TABLA DE VANOS.....	5
6	DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	6
6.1	DISTANCIAS DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO	6
6.2	SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES.....	6
6.3	DISTANCIAS A MASA.....	8
7	CÁLCULO MECÁNICO DE APOYOS	9
7.1	ACCIONES A CONSIDERAR.....	9
8	RESUMEN DE CÁLCULOS	15

1 CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LOS CONDUCTORES.

Datos de cálculo conductor LA-380

El conductor elegido para la línea es de tipo Aluminio-Acero, según la norma UNE-50182, tiene las siguientes características:

Denominación:	LA-380 (337-AL1/44-ST1A)
Sección total (mm ²):	381,5
Diámetro total (mm):	25,4
Número de hilos de aluminio:	54
Número de hilos de acero:	7
Carga de rotura (kg):	11135
Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km):	0,0857
Peso (kg/m):	1,276
Coefficiente de dilatación (°C):	1,93E-5
Módulo de elasticidad (kg/mm ²):	7000
Densidad de corriente (A/mm ²):	3,58
Tense máximo (Zona A):	4454 Kg - EDS (En zona A): 18%

El conductor de tierra a utilizar en la construcción de la línea será del tipo compuesto OPGW, de las siguientes características:

Denominación:	OPGW-48
Diámetro (mm):	17
Peso (kg/m):	0,624
Sección (mm ²):	180
Coefficiente de dilatación (°C):	1,5E-5
Módulo de elasticidad (Kg/mm ²):	12000
Carga de rotura (Kg):	8000
Tense máximo (ZonaA):	3200 Kg - EDS (En zona A): 15%

2 CLASIFICACION DE LA LINEA

Según el Vigente Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión, la línea en proyecto se clasifica:

- Por su altitud:.....A
Por su nivel de tensión: 220 kV:..... categoría especial

3 ACCIONES A CONSIDERAR

Las acciones a considerar en el cálculo mecánico de conductores son las definidas a tal efecto en el Vigente Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión y hacen referencia a:

- Cargas permanentes: (peso propio)
- Sobrecargas de viento sobre conductores: viento= 140 km/h

4 HIPÓTESIS DE CÁLCULO

Tensión máxima del tendido (To):

La tensión horizontal del conductor en las condiciones iniciales (To), se realizará teniendo en cuenta las condiciones siguientes:

- Que el coeficiente de seguridad a la rotura, sea como mínimo igual a 2,5 en las condiciones atmosféricas que provoquen la máxima tensión de los conductores según apartado 3.2.1 de ITC07 del R.L.A.T.
- Que la tensión de trabajo de los conductores a una temperatura media según la zona (15 °C para Zona A y 10 °C para Zona B o C) sin ninguna sobrecarga, no exceda un porcentaje de la carga de rotura recomendado. Este fenómeno es el llamado E.D.S. (Every Day Stress).

Vano de Regulación:

El vano ideal de regulación, limitado por dos apoyos de amarre, viene dado por:

$$a_r = \frac{\sum \frac{b_i^3}{a_i^2}}{\sum \frac{b_i^2}{a_i}} \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum b_i^2}}$$

a_r : Longitud proyectada del vano de regulación (m).

b_i : Distancia en línea recta entre los dos puntos de fijación del conductor en el vano i.(m)

a_i : Proyección horizontal de b_i (m)

Ecuación de cambio de condiciones:

La "ecuación de cambio de condiciones" nos permite calcular la componente horizontal de la tensión para unos valores determinados de sobrecarga (que será el peso total del conductor y cadena + sobrecarga de viento o nieve, si existiesen) y temperatura, partiendo de una situación de equilibrio inicial de sobrecarga, temperatura y tensión mecánica. Esta ecuación tiene la forma:

$$T^2 \cdot (T + A) = B$$

$$A = \alpha \cdot (\theta - \theta_0) \cdot S \cdot E - T_0 + \frac{a_r^2}{24} \cdot \frac{P_0^2}{T_0^2} \cdot S \cdot E$$

$$B = \frac{a_r^2 \cdot P^2}{24} \cdot S \cdot E$$

a_r : Longitud proyectada del vano de regulación (m).

T_o : Tensión horizontal en las condiciones iniciales (kg).

θ_o : Temperatura en las condiciones iniciales (°C).

P_o : Sobrecarga en las condiciones iniciales según zona donde nos encontremos (kg/m).

T : Tensión horizontal en las condiciones finales (kg).

θ : Temperatura en las condiciones finales (°C).

P : Sobrecarga en las condiciones finales (kg/m).

S : Sección del conductor (mm²).

E : Módulo de elasticidad del conductor (kg/mm²).

α : Coeficiente de dilatación lineal del conductor (m/°C).

Como se señaló anteriormente, la sobrecarga en condiciones finales será:

$$P = P_{cond} + \text{Sobrecarga hielo o viento}$$

Flecha máxima

Las flechas que se alcanzan en cada vano, se han calculado utilizando la ecuación de Truxá:

$$f = \frac{p \cdot a \cdot b}{8 \cdot T} \cdot \left(1 + \frac{a^2 \cdot p^2}{48 \cdot T^2}\right)$$

a : Longitud proyectada del vano (m).

h : Desnivel (m).

b : Longitud real del vano (m) $\rightarrow b = \sqrt{a^2 + h^2}$

T : Componente horizontal de la tensión (kg).

p : Peso del conductor por metro lineal en las condiciones consideradas (kg/m).

El tendido de la línea se realizará de modo que la curva catenaria mantenga una distancia al terreno mínima de **9 metros**.

5 TABLA DE VANOS

LAAT 220 kV ENTRADA/SALIDA SET REGADERA - SET AVEJARUCO - SET EL GRADO						
APOYO	COTA (m)	VANO ANTERIOR (m)	VANO ENTRONQUE (m)	VANO POSTERIOR (m)	FUNCIÓN	ÁNGULO INTERIOR (g)
42	457,34	400,71	29,09	401,24	Entronque	82,1-117,9

6 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

6.1 DISTANCIAS DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO

De acuerdo con el apartado 5.5 de la ITC07 del R.L.A.T., En todo momento la distancia de los conductores al terreno deberá ser superior a

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} \text{ (con un mínimo de 6 m.)}$$

Al nivel de tensión de 220 kV le corresponde una D_{el} de 1,7 m.

Por tanto, obtenemos una distancia mínima de $D_{add} + D_{el} = 7$ metros, para la línea de 220 kV

$D_{add} + D_{el}$: Distancia del conductor inferior al terreno, en metros.

Cuando las líneas atraviesen explotaciones ganaderas cercadas o explotaciones agrícolas la altura mínima será de 7 metros, con objeto de evitar accidentes por proyección de agua o por circulación de maquinaria agrícola, camiones y otros vehículos. Por lo tanto la mínima distancia de los conductores al terreno que se ha mantenido es de 7 m.

6.2 SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES

La distancia mínima de los conductores entre sí viene marcada por el artículo 5.4.1 de la ITC07 del R.L.A.T., esto es:

$$D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp}$$

D: Separación entre conductores de fase del mismo circuito o circuitos distintos en metros.

K: Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, que se tomará de la tabla 16 del apartado 5.4.1 de la ITC07 del R.L.A.T.

F: Flecha máxima en metros, para las hipótesis según el apartado 3.2.3 de la ITC07 del R.L.A.T.

L: Longitud en metros de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos $L=0$.

D_{pp} : Distancia mínima aérea especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. Los valores de D_{pp} se indican en el apartado 5.2 de la ITC07 del R.L.A.T., en función de la tensión más elevada de la línea.

En las siguientes tablas se indican la distancia mínima entre fases según el Reglamento y la distancia real entre fases que se ha considerado



ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA
EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca))



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS
INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
Nº.Colegiado.: 0001937
JOSE LUIS ÓVELLEIRO MEDINA
VISADO Nº. : VD05438-24A
DE FECHA : 18/12/2024
E-VISADO

ANEXO A
VD04535-24A

Entronque

APOYO				Línea Ppal/ Derivación	Distancia entre fases exigida mínima (m)	Distancia existente fase-fase (m)	Distancia existente fase- protección (m)
42	ENTR.		GCO-40000-25	Principal	2,3	5,6	8,02
		82 g	3,53	Derivación 82 g	3,53	5,6	7,76
		282 g	3,53	Derivación 282 g	3,53	5,6	6,98

6.3 DISTANCIAS A MASA

Según el artículo 5.4.2 de la ITC07 del R.L.A.T. la separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos, no será inferior a Del.

Del: Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido. Del puede ser tanto interna, cuando se consideran distancias del conductor a la estructura de la torre, como externa, cuando se considera una distancia del conductor a un obstáculo. Los valores de este parámetro están en la tabla 15 del apartado 5.2 de la ITC07 del R.L.A.T.

En nuestro caso $Del = 1,7$ metros línea de 220 kV

Desviación de la cadena de aisladores

Se calcula el ángulo de desviación de la cadena de aisladores en los apoyos de alineación, con presión de viento mitad de lo establecido con carácter general, según la ecuación:

$$tg\gamma = \frac{K_v * d * \left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right) + \frac{E_c}{2}}{P\left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right) + T_{-t+\frac{v}{2}} * \left(\frac{h_1}{a_1} + \frac{h_2}{a_2}\right) + \frac{P_c}{2}}$$

γ : Ángulo de desviación.

E_c : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores (kg).

P_c : Peso de cada cadena (kg).

a_1 y a_2 : Longitud proyectada del vano anterior y posterior (m).

h_1 y h_2 : Desnivel de vano anterior y posterior (m).

$t+v/2$: Componente horizontal de la tensión según Zona con sobrecarga 1/2 de viento a 120 km/h.

d : Diámetro del conductor (m).

P : Peso unitario del conductor (kg/m).

K_v : Presión mitad del viento (kg/m^2).

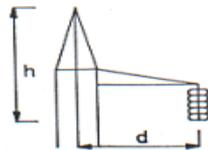
Cúpula del cable de tierra

En el cálculo de la cúpula para el cable de tierra se recomienda que el ángulo que forma la vertical que pasa por el punto de fijación del cable de tierra con la línea determinado por este punto y el conductor de fase no exceda de 35° .

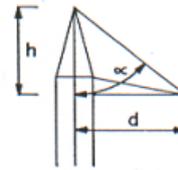
Así la altura mínima de la cúpula $tg35 = \frac{d}{h_{\min}}$; $h_{\min} = \frac{d}{tg35}$;

Estas distancias, para apoyos de amarre y suspensión, son las siguientes:

Apoyos de suspensión:



Apoyos de amarre:



7 CÁLCULO MECÁNICO DE APOYOS

7.1 ACCIONES A CONSIDERAR

Se calcularán los apoyos estudiando las cargas a las que están sometidos bajo cuatro hipótesis diferentes: Hipótesis de Viento, Hipótesis de Hielo, Hipótesis de Hielo + Viento, Hipótesis de Desequilibrio de fases e Hipótesis de Rotura de conductores. El análisis de tales hipótesis estará condicionado por la función del apoyo y por la zona en la que se encuentra (Zona A)

Cargas verticales:

Carga vertical permanente (Pvp):

$$P_{vp} = n \cdot \left[P_{cond} \cdot \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right) + P_{cad} + T \cdot \left(\frac{h_1}{a_1} + \frac{h_2}{a_2} \right) \right] \text{ (kg)}$$

Siendo:

a1 y a2: Longitud proyectada del vano anterior y posterior.

Pcond: Peso propio del conductor, en kg/m.

Pcadl: Peso de la cadena, aisladores más herrajes, en kg.

n: Número de conductores.

h1 y h2: Desnivel del vano anterior y posterior (m).

T: Tensión máxima del conductor en la hipótesis considerada (kg).

Sobrecarga por hielo (Sh):

$$S_h = P_h \cdot \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right) \cdot n$$

Ph: Sobrecarga de hielo.

Cargas horizontales:

Fuerza del viento sobre un apoyo de alineación (F):

$$F = q \cdot d \cdot \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right) \text{ (kg)}$$

q: Presión del viento sobre el conductor (kg/m²). Siendo

$$q = 60 \cdot \left(\frac{V_v}{120} \right)^2 \text{ kg/m}^2 \text{ cuando } d \leq 16 \text{ mm y}$$

$$q = 50 \cdot \left(\frac{V_V}{120} \right)^2 \text{ kg/m}^2 \text{ cuando } d \geq 16 \text{ mm.}$$

d: diámetro del conductor en mm.

Resultante de ángulo (Ra):

$$R_a = T \cdot 2 \cdot n \cdot \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \text{ (mg)}$$

Siendo, al igual que antes, α el ángulo interno que forman los conductores entre sí

Desequilibrio de tracciones (Dt):

Se denominan desequilibrio de tracciones al esfuerzo longitudinal existente en el apoyo, debido a la diferencia de tensiones en los vanos contiguos. Los desequilibrios se consideran como porcentajes de la tensión máxima aplicada a todos los conductores.

$$D_t = \% \cdot T_{\text{máxima}}$$

Desequilibrio en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de asilamiento de suspensión:

Un >66kV, 15%, aplicados en los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

Un ≤66kV, 8%, distribuidos en el eje a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

Desequilibrio en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de amarre:

Un >66kV, 25%, aplicados en los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

Un ≤66kV, 15%, distribuidos en el eje a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

Desequilibrio en apoyos de anclaje:

Un >66kV, 50%, aplicados en los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

Un ≤66kV, 50%, distribuidos en el eje a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

Desequilibrio en apoyos de fin de línea:

100% de las tracciones unilaterales de todos los conductores y cables de tierra, considerándose aplicado cada esfuerzo en el punto de fijación del correspondiente conductor o cable de tierra al apoyo. Se deberá tener en cuenta la torsión a que estos esfuerzos pudieran dar lugar.

Desequilibrios muy pronunciados:

Deberá analizarse el desequilibrio de tensiones de los conductores en las condiciones más desfavorables de los mismos. Si el resultado de este análisis fuera más desfavorable que los valores fijados anteriormente, se aplicarán estos.

Rotura de conductores (Rc):

La rotura de conductores se aplica con un % de la tensión máxima del conductor roto.

$$R_c = \% \cdot T_{\text{máxima}}$$

Rotura de conductores en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de asilamiento de suspensión:

Rotura de un solo conductor o cable de tierra.

Esfuerzo de rotura aplicable (% de la tensión del cable roto):

- El 50% en líneas de 1 o 2 conductores por fase.
- El 75% en líneas de 3 conductores.

No se considera reducción en líneas de 4 o más conductores por fase.

Rotura de conductores en apoyos de anclaje:

Esfuerzo de rotura aplicable (% de la tensión total del haz de fase):

El 100% para líneas con un conductor por fase.

El 50% para líneas con 2 o más conductores por fase.

Rotura de conductores en apoyos de fin de línea.

Se considerará este esfuerzo como en los apoyos de anclaje, pero suponiendo, en el caso de las líneas con haces múltiples, los conductores sometidos a la tensión mecánica que les corresponda, de acuerdo con la hipótesis de carga.

Rotura de conductores en apoyos especiales.

Se considerará el esfuerzo que produzca la sollicitación más desfavorable para cualquier elemento del apoyo.

Consideraciones especiales:

Los apoyos implicados en cruzamientos con carreteras y líneas de ferrocarril se considerarán de seguridad reforzada, tal y como indica le RLAT-08

Además la línea deberá estar preparada para la instalación de un único circuito

Cimentaciones

En la fecha de realización de este proyecto, no se tienen datos del estudio geotécnico de la traza de la línea, por lo que antes de empezar la obra, será necesario realizar varias catas para saber las características mecánicas del terreno

Cimentaciones monobloque

Las cimentaciones de las torres constituidas por monobloques de hormigón se calculan al vuelco según el método suizo de Sulzberger.

El momento de vuelco será:

$$M_v = F \cdot \left(h + \frac{2}{3} \cdot t\right) + F_v \cdot \left(h_t / 2 + 2/3 \cdot t\right)$$

F = Esfuerzo nominal del apoyo en Kg

h = Altura de aplicación del esfuerzo nominal en m.

t = Profundidad de la cimentación en m.

Fv = Esfuerzo del viento sobre la estructura en Kg.

ht = Altura total del apoyo en m.

Por otra parte, el momento resistente al vuelco es:

$$M_r = M_1 + M_2$$

Donde: $M_1 = 139 \cdot K \cdot a \cdot t^4$; $M_2 = 880 \cdot a^3 \cdot t + 0,4 \cdot p \cdot a$

Siendo:

M1 = Momento debido al empotramiento lateral del terreno.

M2 = Momento debido a las cargas verticales.

K = Coeficiente de compresibilidad del terreno a 2 metros de profundidad (Kg/cm² x cm)

a = Anchura de la cimentación en metros.

p = Peso de la torre y herrajes en Kg.

Estas cimentaciones deben su estabilidad fundamentalmente a las reacciones horizontales del terreno, por lo que teniendo en cuenta el apartado 3.6.1 de la ITC07 del R.L.A.T., debe cumplirse que:

$$M_1 + M_2 \geq M_v$$

Cimentaciones tetrabloque

Las cimentaciones de las torres de patas separadas están constituidas por cuatro bloques de hormigón de sección cuadrada o circular. Cada uno de estos bloques se calcula para resistir el esfuerzo de arrancamiento y distribuir el de compresión en el terreno.

Cuando la pata transmita un esfuerzo de tracción (Ft), se opondrá a él el peso del propio macizo de hormigón (Ph) más el del cono de tierras arrancadas (Pc) con un coeficiente de seguridad de 1,5

$$(P_c + P_h) / F_t \geq 1,5$$

Cuando el esfuerzo sea de compresión (Fc), la presión ejercida por éste más el peso del bloque de hormigón sobre el fondo de la cimentación (de área A) deberá ser menor que la presión máxima admisible del terreno (σ):

$$(F_c + P_h) / A \leq \sigma$$

Las dimensiones de las cimentaciones a realizar en cada uno de los apoyos, incluidos los volúmenes de excavación y hormigonado, se especifican en la memoria

Aisladores

Según establece la ITC07 del R.L.A.T., apartado 3.4, el coeficiente de seguridad mecánico de los aisladores no será inferior a 3. Si la carga de rotura electromecánica mínima garantizada se obtuviese mediante control estadístico en la recepción, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5.

$$C.S = \text{Carga rotura aislador} / T_{\text{máx}} \geq 3$$

También se tendrá que comprobar que la cadena de aisladores seleccionada cumple los niveles de aislamiento para tensiones soportadas (tablas 12 y 13 del apartado 4.4 de la ITC07 del R.L.A.T.) en función de las Gamas I (corta duración a frecuencia industrial y a la tensión soportada a impulso tipo rayo) y II (impulso tipo maniobra y la tensión soportada a impulso tipo rayo).

	<p>ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO</p> <p>SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 KV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO (NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 KV)</p> <p>T.M.: El Grado (Huesca))</p>	<p>COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA</p> <p>Nº Colegiado: 01937</p> <p>INSTRUMENTO DE REGISTRO: 5438-24A</p> <p>DE FERIA: 18/12/2024</p> <p>E-VISADO</p>
---	--	--

ANEXO A
VD04535-24A

Según el tipo de ambiente donde se encuentre el conductor (tabla 14 del apartado 4.4 de la ITC07 del R.L.A.T.), el R.D. 223/2008 recomienda que longitud de la línea de fuga entre fase y tierra de los aisladores a utilizar. Para obtener la línea de fuga mínima recomendada se multiplica el número indicado por el reglamento (tabla 14) según el tipo de ambiente por la tensión nominal de la línea.

Herrajes

Según establece el apartado 3.3 del de la ITC07 del R.L.A.T., los herrajes sometidos a tensión mecánica por los conductores y cables de tierra, o por los aisladores, deberán tener un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 respecto a su carga mínima de rotura. Cuando la carga mínima de rotura se comprobare sistemáticamente mediante ensayos, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5.

Las grapas de amarre del conductor deben soportar una tensión mecánica en el amarre igual o superior al 95% de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca su deslizamiento.



ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO
 SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO
 (NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
 T.M.: El Grado (Huesca))



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
 Nº.Colegiado.: 0001937
 JOSE LUIS ÓVELLEIRO MEDINA
 VISADO Nº. : VD05438-24A
 DE FECHA : 18/12/2024
E-VISADO

ANEXO A
VD04535-24A

Resumen de hipótesis

Zona A

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (Viento)	3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES		
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No aplica. *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica.	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES		
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No aplica. *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Anclaje de Alineación o Anclaje de Ángulo	V	CARGAS PERMANENTES		
	T	VIENTO SÓLO ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	ALINEACIÓN: No aplica. *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Fin de línea.	V	CARGAS PERMANENTES	No aplica	CARGAS PERMANENTES
	T	VIENTO		No aplica
	L	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES		ROTURA DE CONDUCTORES

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerarán sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -5 °C.

V = Esfuerzo vertical

L = Esfuerzo longitudinal

T = Esfuerzo transversal

*APLICA RESULTANTE DE ÁNGULO EN 3ª Y 4ª HIPÓTESIS



ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
Nº.Colegiado.: 0001937
JOSE LUIS ÓVELLEIRO MEDINA
VISADO Nº. : VD05438-24A
DE FECHA : 18/12/2024
E-VISADO

ANEXO A
VD04535-24A

8 RESUMEN DE CÁLCULOS

Cálculo apoyos

Los esfuerzos máximos y los esfuerzos que tienen que cumplir cada tipo de apoyo son los siguientes:

HIPOTESIS 1. VIENTO

APOYO				Esfuerzos totales 1ª Hipótesis				
				Vertical (kg)	Transversal (Kg)	Longitudinal (Kg)	Esfuerzo Equivalente (Kg)	Momento Torsor (Kgxm)
42	ENTR.	FL	GCO-40000-25	2448	640	5862	7126	0



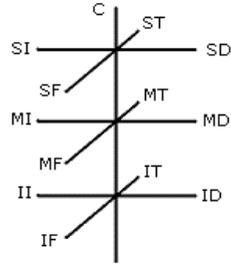
ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO
 SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO
 (NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
 T.M.: El Grado (Huesca)



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
 Nº.Colegiado.: 0001937
 JOSE LUIS ÓVELLEIRO MEDINA
VISADO Nº. : VD05438-24A
DE FECHA : 18/12/2024
E-VISADO

ANEXO A
VD04535-24A

HIPOTESIS 4. ROTURA FASE



APOYO			Rotura	Esfuerzos totales 4ª Hipótesis Rotura Fase				
				Vertical (kg)	Transversal (Kg)	Longitudinal (Kg)	Esfuerzo Equivalente (Kg)	Momento Torsor (Kgxm)
42	ENTR.	GCO-40000-25	SI Principal ANTERIOR	2448	0	2400	2717	1880
			SD Principal ANTERIOR	2448	0	2400	2717	1880
			MI Principal ANTERIOR	2448	0	2400	2717	1880
			MD Principal ANTERIOR	2448	0	2400	2717	1880
			II Principal ANTERIOR	2448	0	2400	2717	1880
			ID Principal ANTERIOR	2448	0	2400	2717	1880
			SI Derivación 82	2448	3330	2800	6460	0
			SD Derivación 282	2448	3330	2800	6460	0
			MI Derivación 82	2448	3330	2800	6460	0
			MD Derivación 282	2448	3330	2800	6460	0
			II Derivación 82	2448	3330	2800	6460	0
			ID Derivación 282	2448	3330	2800	6460	0



ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
Nº.Colegiado.: 0001937
JOSE LUIS ÓVELLEIRO MEDINA
VISADO Nº. : VD05438-24A
DE FECHA : 18/12/2024
E-VISADO

ANEXO A
VD04535-24A

HIPOTESIS 4. ROTURA PROTECCIÓN

APOYO			Rotura	Esfuerzos totales 4ª Hipótesis Protección				
				Vertical (kg)	Transversal (Kg)	Longitudinal (Kg)	Esfuerzo Equivalente (Kg)	Momento Torsor (Kgxm)
42	ENTR.	GCO-40000-25	Principal ANTERIOR	2448	0	2400	2400	0
			Derivación 82	2448	2460	2800	15373	0
			Derivación 282	2448	2460	2800	15373	0



ANEXO A
VD04535-24A

Anexo 03. Cálculos eléctricos LAAT



ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS
INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA

Nº Colegiado.: 0001937
JOSE LUIS OVELLEIRO MEDINA

VISADO Nº 05438-24A
18/12/2024

EVASADO

INGENIERO COLABORADOR

ANEXO A
VD04535-24A

ÍNDICE

1	CONSIDERACIONES INICIALES.....	3
2	CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA	4
3	CAPACIDAD DE TRANSPORTE POR LÍMITE TÉRMICO	7
4	CAÍDA DE TENSIÓN	8
5	PÉRDIDA DE POTENCIA.....	9
6	EFECTO CORONA.....	9
7	AISLAMIENTO	10
8	CÁLCULO DE CAMPO MAGNÉTICO Y ELÉCTRICO.....	12



ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



1 CONSIDERACIONES INICIALES

La línea objeto del presente proyecto se divide en dos tramos al producirse una apertura en el apoyo número 42: Primer tramo del apoyo 42 a la SET Avejaruco y un segundo tramo de la SET Avejaruco al apoyo 42.

Tramo 1. Apoyo 42 – SET Avejaruco

- Potencia a evacuar:
 - PSFV Busardo Solar: 50 MW
 - PSFV Eider Solar: 50 MW
 - PSFV Regadera Solar: 50 MW
 - PSFV Pasadizo Solar: 39 MW
 - **TOTAL: 189 MW**

Tramo 2. SET Avejaruco – Apoyo 42

- Potencia a evacuar:
 - PSFV Busardo Solar: 50 MW
 - PSFV Eider Solar: 50 MW
 - PSFV Regadera Solar: 50 MW
 - PSFV Pasadizo Solar: 39 MW
 - PSFV Avejaruco Solar: 50 MW
 - PSFV Grado BenSolar: 13 MW
 - **TOTAL: 252 MW**



ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA

Partiendo de la base que la línea en proyecto se construirá con conductor LA-380, tipo Aluminio-Acero, según la norma UNE-50182. Se trata de justificar que la elección de dichos conductores, supera las necesidades de la red, en lo que se refiere a caídas de tensión y capacidad de transporte.

DATOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN

Tensión nominal	220 kV
Potencia de evacuación primer tramo.....	189 MW
Potencia de evacuación segundo tramo.....	252 MW
Factor potencia estimado (cosa)	0,95
Longitud Total de la línea.....	58 m
Nº de circuitos.....	1
Número de conductores por fase:.....	1 (simplex)
Conductor	LA-380

CONDUCTOR LA-380 EN EL CIRCUITO DE 220kV

Denominación:	LA-380 (337-AL1/44-ST1A)
Sección total (mm ²):	381,5
Diámetro total (mm):	25,4
Número de hilos de aluminio:.....	54
Número de hilos de acero:.....	7
Carga de rotura (kg):.....	11135
Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km):	0,0857
Peso (kg/m):.....	1,276
Coefficiente de dilatación (°C):.....	1,93E-5
Módulo de elasticidad (kg/mm ²):.....	7000
Densidad de corriente (A/mm ²):.....	1,88
Temperatura máxima	85 °C

Resistencia eléctrica de la línea:

La resistencia de la línea será:

$$R_L = \frac{L \cdot R}{n}$$

Donde:

L= Longitud de la línea, en km.

R= Resistencia eléctrica del conductor a 85°C de temperatura máxima, en Ω/km.

R_L= Resistencia total de la línea, en Ω.

n= Número de conductores por fase.

El punto 2 de la norma IEC 60287-1-1 facilita la fórmula que permite calcular la resistencia por unidad de longitud del conductor en corriente alterna (R) a la temperatura máxima de servicio (Ω/m) a partir del valor conocido de la resistencia del conductor en corriente continua a la temperatura máxima de servicio considerada (R').

$$R = R'(1 + Y_s + Y_p)$$

Dónde:

Y_s es el factor que da el incremento de resistencia debido al efecto pelicular o "skin" e,

Y_p es el factor debido al efecto proximidad.

Sus valores se pueden obtener a partir de las expresiones siguientes:

Para el efecto pelicular:

$$Y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8 x_s^4}$$

Donde:

$$x_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} 10^{-7} k_s$$

f es la frecuencia de la corriente de alimentación en Hz.

Los valores de K_s se dan en la tabla 1 (corresponde a la tabla 2 de IEC 60287-1-1)

Tomamos $K_s=1 \rightarrow R_{ac}=0.089$

El valor de la resistencia por unidad de longitud en corriente continua a temperatura θ viene dado por la ecuación:

$$R'\theta = R'20 \cdot [1 + \alpha_{20}(\theta - 20)]$$

$R'\theta$ =Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura $\theta^\circ\text{C}$ [Ω/km]

$R'20$ =Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura 20°C [Ω/km]

α_{20} =Coeficiente de variación a 20°C de la resistividad en función de la temperatura [$^\circ\text{C}$]

En este caso se ha tomado α como $4 \cdot 10^{-3}(1/\text{K})$ al ser un conductor formado por aluminio-acero.

θ = Temperatura máxima [85°C]

$$R'\theta = R'20 \cdot [1 + \alpha_{20}(\theta - 20)] = 0,0857 \cdot [1 + 4 \cdot 10^{-3} (85 - 20)] = 0,1079 \Omega/\text{km}$$

$$R'85 = 0,1079 \Omega/\text{km}$$

La resistencia de la línea, para el circuito de 220 kV simplex, será:



ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 KV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



$$R_L = \frac{L \cdot R}{n} = \frac{0,058 \cdot 0.1079}{1} = 0,006 \Omega$$

Reactancia del conductor:

La reactancia kilométrica de la línea se calcula empleando la siguiente fórmula:

$$X = 2\pi f \left(\frac{\mu}{2n} + 4,605 \cdot \log \left(\frac{D}{r} \right) \right) \cdot 10^{-4}$$

Donde:

X= Reactancia aparente, en Ω/km .

f= Frecuencia de la red, en Hz (50 Hz).

r= Radio equivalente del conductor, en mm.

D= Separación media geométrica entre conductores, en mm.

μ = Permeabilidad magnética del conductor. Para conductores de cobre, acero-aluminio y aluminio tiene un valor de 1.

n= Número de conductores por fase.

La separación media geométrica (D) la calculamos como:

$$D = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{13}}$$

La reactancia para el circuito de 220kV, será:

$$X = 0,4249 \Omega/\text{km} \rightarrow 0,025 \Omega$$

Capacidad media de la línea:

Viene dado por la expresión:

$$C = 0,0242 / \log(D/r)$$

- r= Radio equivalente del conductor en milímetros.

- D= Separación media geométrica entre conductores en milímetros.

La capacidad para el circuito de 220kV será:

$$C = 0,0086 (\mu\text{F}/\text{Km})$$

Susceptancia:

La susceptancia es igual a

$$\beta_k = C \cdot 2 \cdot \pi \cdot f = 2,70 \mu\text{S}/\text{Km} \rightarrow 0,16 \mu\text{S}$$

Densidad máxima admisible

La densidad máxima admisible de un conductor, en régimen permanente, para corriente alterna y frecuencia de 50 Hz, se deduce de la tabla 11 del apartado 4.2 del de la ITC07 del R.L.A.T.

Para un conductor de Acero-Aluminio, LA-380 (337-AL1/44-ST1A), de 381,5 mm² de sección y configuración 54+7 la densidad de corriente máxima admisible es la siguiente:

$$D_{m\acute{a}x.adm.} = 1,8782 \text{ A/mm}^2$$

Intensidad máxima admisible:

La corriente máxima que puede circular por el conductor LA-380 (337-AL1/44-ST1A) elegido, teniendo en cuenta que tiene una sección de 381,5 mm², es de:

$$I_{m\acute{a}x} = k \cdot D_{m\acute{a}x.adm.} \cdot S \cdot n$$

Siendo:

k= Coeficiente de reducción, toma el valor de 0,95 para la composición 54+7.

I_{máx}= Intensidad de corriente máxima, en A.

S= Sección del conductor, en mm².

D_{máx.adm.}= Densidad de corriente máxima soportada por el cable, en A/mm².

n= Número de conductores por fase.

Intensidades de cálculo:

Potencia de cálculo primer tramo: 189 MW

$$I_n = \frac{P_{\text{calculo}}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot \cos \varphi} = \frac{189}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 522,24 \text{ A}$$

Potencia de cálculo segundo tramo: 252 MW

$$I_n = \frac{P_{\text{calculo}}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot \cos \varphi} = \frac{252}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 695,44 \text{ A}$$

La Intensidad máxima admisible para el circuito de 220 kV será:

$$I_{m\acute{a}x} = 712 \text{ A} \rightarrow \text{Por lo tanto es válido ya que la } I_n = 695,44 \text{ A.}$$

3 CAPACIDAD DE TRANSPORTE POR LÍMITE TÉRMICO

La capacidad de transporte del cable LA-380 en el circuito de 220kV atendiendo a su intensidad será:

$$P_{m\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot V \cdot I_{m\acute{a}x} \cdot \cos \varphi$$

	<p style="text-align: center;">ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO (NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV) T.M.: El Grado (Huesca)</p>	<p style="text-align: center;">COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA Nº Colegiado.: 0001937 JOSE LUIS OVELLEIRO MEDINA VISADO Nº 5438-24A 18/12/2024 INGENIERO EN ELECTRICIDAD ANEXO A VD04535-24A</p>
---	---	---

Siendo:

P= Potencia, en kW.

V= Tensión, en kV.

$I_{m\acute{a}x}$ = Intensidad de corriente máxima, en A.

$\cos\varphi$ = Factor de potencia (0,95).

La capacidad de transporte para el circuito de 220kV, será:

$$P_{m\acute{a}x} = 257 \text{ MW}$$

$$P_{m\acute{a}x} = 271 \text{ MVA}$$

4 CAÍDA DE TENSIÓN

La caída tensión viene dada por la fórmula:

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

Siendo:

e = Caída de tensión, en V.

I= Intensidad de corriente, en A.

L= Longitud de la línea, en km.

$\cos\varphi$ = Factor de potencia (0,95).

Por lo tanto, tenemos una caída de tensión para el cable LA-380 en la línea de 220 kV de:

Primer tramo

$$e_{real} = \sqrt{3} \cdot 522,24 \text{ A} \cdot 0,029 \text{ km} \cdot \left(0,1079 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,95 + 0,4249 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,31 \right) = 6,14 \text{ V}$$

Segundo tramo

$$e_{real} = \sqrt{3} \cdot 695,44 \text{ A} \cdot 0,029 \text{ km} \cdot \left(0,1079 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,95 + 0,4249 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,31 \right) = 8,19 \text{ V}$$

Acumulada:

$$e_{real \text{ acumulada}} = 6,14 + 8,19 = 14,33 \text{ V}$$

En tanto por ciento, la caída de tensión en la línea será de 0,006%, que es menor que el 5% recomendable.

5 PÉRDIDA DE POTENCIA

La pérdida de potencia que, por el efecto Joule, que se produce en la línea de 220 kV viene dada por la expresión:

$$P = n^{\circ} \cdot 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot L$$

La pérdida de potencia para el circuito de 220 kV, será:

Primer tramo

$$P_{real} = 1 \cdot 3 \cdot 0,1079 \frac{\Omega}{km} \cdot 522,24 A^2 \cdot 0,029 km = 2,56 kW$$

Segundo tramo

$$P_{real} = 1 \cdot 3 \cdot 0,1079 \frac{\Omega}{km} \cdot 695,44 A^2 \cdot 0,029 km = 4,54 kW$$

Acumulada:

$$P_{real acumulada} = 2,56 + 4,54 = 7,10 kW$$

Lo que supone un 0,003 % de la potencia transportada.

6 EFECTO CORONA

Cuando la intensidad de campo eléctrico supera la rigidez eléctrica del aire, se produce la ionización del mismo y la aparición de ciertos fenómenos que se recogen bajo el nombre de efecto corona.

Los factores que repercuten en el efecto corona son principalmente:

- Condiciones atmosféricas. El tiempo lluvioso facilita la aparición.
- Estado de la superficie del conductor. Una superficie rugosa, rozada, etc., del conductor trae consigo mayores pérdidas por efecto corona.

El valor de la tensión simple o de fase para la cual comienzan las pérdidas a través del aire, se llama "Tensión crítica disruptiva", y su valor viene dado por la expresión:

$$U_c = \frac{29,8}{\sqrt{2}} \cdot m_c \cdot \delta \cdot r \cdot n \cdot \ln \frac{D}{r_{eq}}$$

Donde las consideraciones que se han tenido en cuenta son las siguientes:

m_c = Coeficiente de rugosidad de la superficie del conductor (0,85 para cables)

θ = Temperatura máxima del tendido

h = Cota máxima del terreno, en m.

r = Radio del conductor, en mm.

r_{eq} = Radio equivalente del conductor, en mm.

m_t = Coeficiente del estado del tiempo (0,8 para tiempo húmedo)

D = Separación media geométrica entre conductores, en mm.

$$D = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{13}}$$

δ = factor de corrección de la densidad del aire:



ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO
 SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO
 (NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
 T.M.: El Grado (Huesca)

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA
 Nº. Colegiado.: 0001937
 JOSE LUIS OVELLEIRO MEDINA
 VISADO Nº. 5438-24A
 18/12/2024
 INGENIERO COLABORADOR
ANEXO A
 VD04535-24A

$$\delta = 3,92 \cdot \frac{H}{273 + \theta}$$

donde H es la presión atmosférica en cm de mercurio y θ es la temperatura del aire en grados Celsius. H a su vez es función de la altitud sobre el nivel del mar, se calcula con la fórmula de Halley:

$$\ln H = \ln 76 - \frac{2,3 \cdot \text{Altitud}}{18.336}$$

7 AISLAMIENTO

Las cadenas que componen cada apoyo, y que sostienen al conductor están formadas por diferentes componentes, como son los aisladores y herrajes. Veamos las características de todos los elementos que las componen, y una descripción de las cadenas según los diferentes apoyos:

Cadena de suspensión (“simples”)

Se utilizarán aisladores que superen las tensiones reglamentarias de ensayo tanto a onda de choque tipo rayo como a frecuencia industrial, fijadas en el artículo 4.4 de la ITC07 del R.L.A.T. La configuración elegida es de cadenas simples.

Las cadenas de aislamiento en suspensión estarán formadas por 16 aisladores de vidrio para 220 kV. El aislador elegido, y sus características, es:

- Tipo: ----- U160BS
- Material: ----- Vidrio
- Paso (mm): ----- 146
- Diámetro (mm): ----- 280
- Línea de fuga (mm): ----- 380
- Peso (Kg): ----- 6,3
- Carga de rotura (Kg): ----- 16000
- Nº de elementos por cadena: ----- 16
- Tensión soportada a frecuencia industrial (kV): ----- 525
- Tensión soportada al impulso de un rayo (kV): ----- 1165

Las cadenas de aislamiento en suspensión estarán formadas por 16 aisladores de vidrio para 220 kV. El nivel de aislamiento para la cadena de aisladores será:

$$(6080 / 245) = 24.81 \text{ mm/kV}$$

Valor aceptable para la zona por la que atraviesa la línea para la que se recomienda un nivel de aislamiento de 20 mm/kV como mínimo.

Longitud total de la cadena (aisladores + herrajes) (m):.....2,77



ADENDA A MODIFICADO DE PROYECTO TÉCNICO
ADMINISTRATIVO
SUBESTACIÓN AVEJARUCO 30/220 kV PARA LA EVACUACIÓN
DE PARQUE FOTOVOLTAICO
(NUDO DE CONEXIÓN: EL GRADO 220 kV)
T.M.: El Grado (Huesca)



Cadena de amarre (“simple”)

Se utilizarán aisladores que superen las tensiones reglamentarias de ensayo tanto a onda de choque tipo rayo como a frecuencia industrial, fijadas en el artículo 4.4 de la ITC07 del R.L.A.T. La configuración elegida es de cadenas simples.

El aislador elegido, y sus características, es:

- Tipo: ----- U160BS
- Material: ----- Vidrio
- Paso (mm): ----- 146
- Diámetro (mm): ----- 280
- Línea de fuga (mm): ----- 380
- Peso (Kg): ----- 6,3
- Carga de rotura (Kg): ----- 16000
- Nº de elementos por cadena: ----- 16
- Tensión soportada a frecuencia industrial (kV): ----- 525
- Tensión soportada al impulso de un rayo (kV): ----- 1165

El nivel de aislamiento para la cadena de aisladores será:

$$(6080 / 245) = 24.81 \text{ mm/kV}$$

Valor aceptable para la zona por la que atraviesa la línea para la que se recomienda un nivel de aislamiento de 20 mm/kV como mínimo.

- Longitud total de la cadena (aisladores + herrajes) (m): ----- 2,77
- Altura del puente en apoyos de amarre (m): ----- 2,77
- Ángulo de oscilación del puente (°): ----- 20

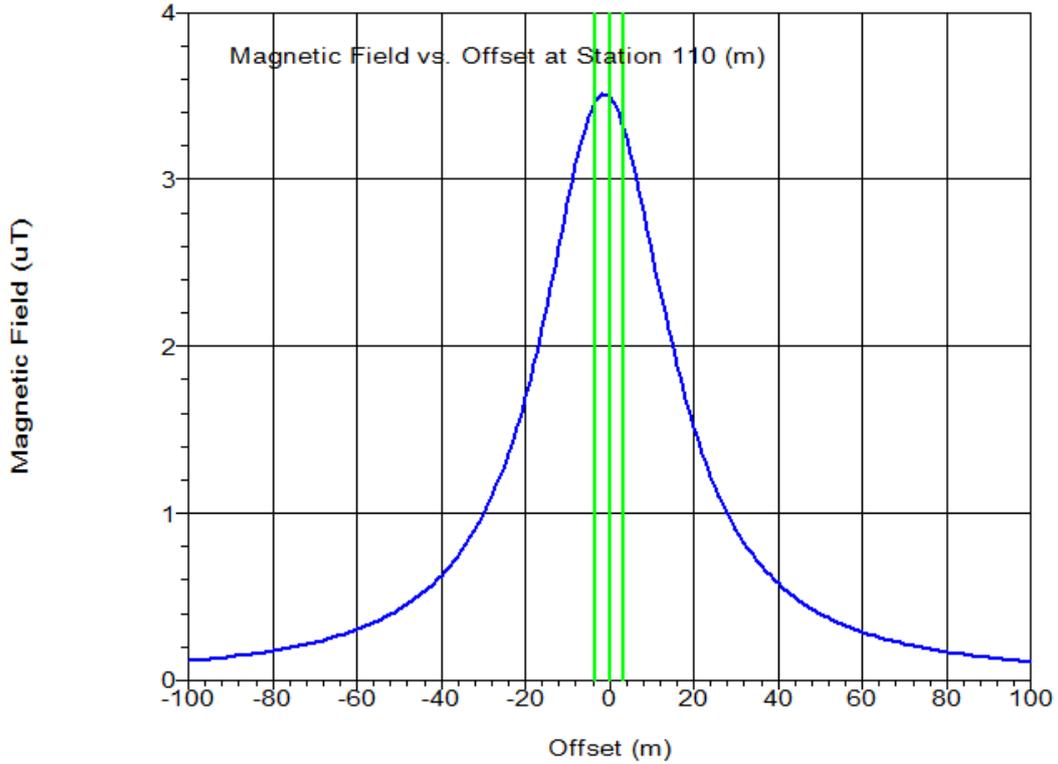
**Tabla 12. Niveles de aislamiento normalizados para la gama I
(1 kV < U_m ≤ 245 kV)**

Tensión más elevada para el material U _m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

8 CÁLCULO DE CAMPO MAGNÉTICO Y ELÉCTRICO

En el siguiente aparatado se va a calcular el campo magnético y eléctrico a lo largo de la línea. Para ello consideraremos el cable LA-380, con tensión de 220kV, y una distancia de semicrucetas "a" y "c" de 6 m de longitud y una altura útil del apoyo de Hu=25 m.

En el siguiente gráfico se muestra la curva de campo magnético en la sección transversal de la línea en un intervalo de anchura de 100 m. Las líneas verdes indican las distancias de la semicruceta, es decir, la posición de los cables.



En el siguiente gráfico se muestra la curva de campo eléctrico en la sección transversal de la línea en un intervalo de anchura de 100 m. Las líneas verdes indican las distancias de la semicruceta, es decir, la posición de los cables.

