



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

Máster en Ingeniería Industrial

**MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**  
**ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES**  
**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

**PLANTA FOTOVOLTAICA CON VERTIDO A RED.  
OPTIMIZACIÓN DEL ESTUDIO DE TIERRAS.**

Autor: D. José Antonio Villada Castellanos  
Tutor: D. Francisco Javier Alonso Ripoll

Valladolid, septiembre 2021



## RESUMEN

El objeto del TFM inicialmente, es construir una planta solar fotovoltaica de 31,82 MW, con seguidores solares en Valladolid para venta de energía a red. Será necesario el refuerzo de la ST "GENERACIÓN" existente, para su vertido a la ST "TORDESILLAS".

Se estudia la idoneidad de la ubicación, topología de la planta FV, selección de sus elementos (selección panel y corrección de potencia, justificación de número de paneles por tracker, conjunto de inversores+transformador (PS), conductores de evacuación de energía y del conjunto de la planta FV) hasta la ST "GENERACIÓN". Se realiza la simulación la producción de energía.

Con la planta definida, se va a realizar el cálculo de la PaT de la ST "GENERACIÓN" según IEEE Estándar 80-1986.

También se va a estudiar la PaT de los transformadores (PS) la planta FV por el método UNESA y propuesta de alternativas.

Estudio de las corrientes de cortocircuito trifásico en 220 kV en la ST "GENERACIÓN" y en baja tensión en la planta FV según la norma VDE-0102, parte 1/11.71 y cumplimiento reglamentario.

Descripción de protecciones de la planta FV.

## SUMMARY

Initially the first purpose of the TFM is to build a 31,82 MW photovoltaic solar plant, with solar trackers in Valladolid for energy sale to the grid. It will be necessary to reconfigure the existing ST "GENERACIÓN", to put it on to the grid in the ST "TORDESILLAS".

The selection of location, topology of the PV plant, selection of its elements (panel selection and power correction, justification of the number of panels per tracker, inverter + transformer set, power evacuation conductors and the FV plant set are studied) to ST "GENERATION". The energy production simulation is performed.

Calculation of the PaT of the ST "GENERATION" according to IEEE Standard 80-1986.

Determination of the PaT of the transformers (PS) of the PV plant by the UNESA method and proposal of alternatives.

Study of the three-phase short-circuit currents in 220 kV in the "GENERACIÓN" ST and in low voltage in the PV plant according to the VDE-0102 standard, part 1 / 11.71, and regulatory compliance.

Description of PV plant protections.



## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, deseo expresar mi agradecimiento a mi tutor Francisco Javier Alonso Ripoll, por sus valiosas aportaciones, apoyo en todo momento y paciencia en el desarrollo del trabajo.

También a mi amigo Pedro Barroso y Francisco Pazos por sus valiosas aportaciones.

Mi gratitud a Daniel Pintor de REE, por facilitar los datos de red necesarios para la elaboración del trabajo.

Por último, no me puedo olvidar de mi querida esposa Mari Luz y mi hija Carla por su apoyo y comprensión en este año de tanto esfuerzo.



**PLANTA FOTOVOLTAICA CON VERTIDO A RED.  
OPTIMIZACION DEL ESTUDIO DE TIERRAS**





## PLANTA FV CON VERTIDO A RED

Autor: José Antonio Villada Castellanos

## Contenido

<b>PLANTA FOTOVOLTAICA CON VERTIDO A RED.</b>	
<b>OPTIMIZACION DEL ESTUDIO DE TIERRAS .....</b>	<b>3</b>
MEMORIA.....	3
<b>0. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
<b>0.1 ANTECEDENTES .....</b>	<b>3</b>
<b>0.2 SITUACIÓN .....</b>	<b>3</b>
<b>1. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS .....</b>	<b>4</b>
2. CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	5
3. DATOS GENERALES .....	10
3.1 PRODUCCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA .....	11
4. CONSIDERACIONES PREVIAS.....	13
4.1 Entorno tarifario .....	13
4.2 Climatología.....	13
4.2.1 Datos climáticos .....	13
4.2.2 Irradiación .....	15
4.2.3 Vientos .....	16
4.2.4 Impacto ambiental.....	16
4.2.5 Normativa aplicable.....	16
5. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA .....	18
5.1 Diseño técnico de la instalación.....	18
5.2 Funcionamiento .....	20
5.3 Vida útil.....	21
5.4 Contador de energía .....	22
5.5 Telecontrol .....	22
6. DESCRIPCIÓN DE LA OBRA.....	22
6.1 Obra civil.....	22
6.1.1 Movimiento de tierra.....	22
6.1.2 Cimentaciones .....	23
6.1.2.1 Estación inversor-transformador.....	23
7. SUBESTACIÓN “TORDESILLAS GENERACION” .....	24
8. EQUIPOS.....	26
8.1 Seguidor solar.....	26
8.2 Estación inversor-transformador.....	27
8.2.1.1 Inversor .....	27
8.2.1.2 Transformador .....	30
8.2.2 Modulos F.V. ....	31
8.3 Instalaciones eléctricas.....	44
8.3.1 Conductores.....	44
8.3.2 Conexiones .....	45
9. CALCULO DE LA MALLA DE TIERRA “ST “GENERACIÓN” .....	54
9.1 Cálculo PaT de la malla de la ST “GENERACION” .....	54
9.2 Cálculo de la intensidad de cortocircuito de la planta FV_(Norma VDE-0102, parte 1/11.71) .....	72
10. LÍNEA DESDE EL INVERSOR HASTA EL TRANSFORMADOR (5 MVA) .....	93



11. LÍNEA DESDE EL TRANSFORMADOR HASTA EL CENTRO DE SECCIONAMIENTO.....	93
12. LÍNEA DESDE EL CENTRO DE SECCIONAMIENTO HASTA LA SUBESTACIÓN.....	94
13. CUADRO DE PROTECCIÓN Y CONTROL .....	95
14. SISTEMA DE PROTECCIONES .....	96
14.1 Protecciones.....	96
14.2 Otras configuraciones. ....	99
14.3 Elementos de proteccion de linea en edificio de seccionamiento en subestacion .....	103
15. ARMARIO DE MEDIDA.....	104
16. TELECONTROL.....	105
17. TELEMEDIDA EN TIEMPO REAL.....	106
18. CABLES DE FUERZA Y CONTROL .....	107
19. ALUMBRADO INTERIOR Y EXTERIOR.....	108
20. ELEMENTOS DE SEGURIDAD .....	108
20.1 OBRA CIVIL .....	109
21. CENTRO DE SECCIONAMIENTO.....	110
22. CONCLUSIONES.....	111
<u>ANEXOS</u>	
CARACTERISTICAS DE LINEAS SUBTERRANEAS DE MT .....	116
CARACTERISTICAS DE LINEAS DE MAT.....	117

**PLANOS**



## MEMORIA

### 0. INTRODUCCIÓN

#### 0.1 ANTECEDENTES

El objeto del trabajo es construir una planta solar fotovoltaica de seguidores solares en Valladolid para venta a red. La planta fotovoltaica se ha diseñado para que la tensión de salida en Alta Tensión (*3ª categoría*) sea a 30 kV, para la cual contará con transformadores que elevarán la tensión de salida de los inversores de 900 V a 30.000 V. El punto de evacuación de la energía generada en la planta se ha concedido en una nueva posición de línea que será preciso construir en las barras de 30 kV en la Subestación "GENERACIÓN" de Tordesillas, y va a ser necesario para ello acometer una serie de obras de refuerzo, adecuación y adaptación de las instalaciones existentes.

La potencia de la planta proyectada es de 38,649 MWp .

Previamente se solicitó a Red Eléctrica de España punto de conexión de las instalaciones en una posición de la ST "TORDESILLAS" a 220 KV para la evacuación del huerto FV desde la ST "GENERACION".

Se tiene disponibilidad para las instalaciones y punto de vertido a red, según el siguiente esquema de tramitación:





## 0.2 SITUACIÓN:

Con el impulso dado por del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se están promoviendo un elevado número de instalaciones de producción FV de autoconsumo y venta a red que plantean importantes retos acerca del diseño óptimo de topologías de la planta FV, como de seguridad en el diseño de las puestas a tierra (en adelante PaT).

El trabajo pretende justificar el diseño y elección de los elementos de la planta FV y la topología adoptada, realiza un modelado eléctrico analítico de la planta para poder realizar el estudio de corrientes de cortocircuito según el VDE-0102, parte 1/11.71 en distintos puntos y buscará el dimensionamiento de la red de PaT por el método UNESA para los centros de transformación, y buscará otras alternativas, estudiando su repercusión en la seguridad de la instalación y para las personas (ITC-MIE-RAT13).

## 1. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS

El objeto de este proyecto es la descripción de una planta solar fotovoltaica de 38,649 MW., como trabajo final del MASTER DE INGENIERIA INDUSTRIAL.

En una primera parte del trabajo, se pretende tomar como base el diseño una instalación posible, comenzando por la elección de una ubicación adecuada, justificando la selección de sus elementos constitutivos y una vez completada, se van a plantear alternativas de diseño de los elementos de la planta y de la protección de PaT tanto de la planta FV como de la ST "GENERACIÓN" que evacuará a la ST "TORDESILLAS".

Este trabajo describe las características de la planta solar. Prevé la instalación de 117.120 placas fotovoltaicas de potencia unitaria de 330 Wp, en seguidor solar de un eje horizontal, conectados a la red eléctrica, para una potencia fotovoltaica total instalada de **38.649,6 kWp** (31,82 MW según se calcula en el apartado 8.2.2 Modulo FV ).

El presente trabajo define las características necesarias para la construcción de:

- Planta FV de 38.649,6 kWp (31,82 MW).
- Línea subterránea de alta tensión (LSAT) (3ª categoría a 30 kV para la evacuación la energía del parque FV hasta una nueva posición en una ST "GENERACIÓN" existente.
- Refuerzo de la ST "GENERACIÓN" con una nueva posición de 30kV y un nuevo transformador 30/220 kV para evacuar la energía a la ST "TORDESILLAS" a 220kV.
- Modelado de la planta FV, estudio de corrientes de cortocircuito y estudio de PaT y modificación necesaria de refuerzo de la ST



“GENERACIÓN” existente, con estudio de tierras tras la instalación de la planta FV.

- Descripción de las protecciones necesarias.

Esta planta fotovoltaica contribuirá a reducir emisiones CO<sub>2</sub>, así como a difundir entre los profesionales y el público en general la tecnología de la energía solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica.

### 1.1. Vallado y cierre perimetral

Una de las primeras actividades a desarrollar es la delimitación del terreno a utilizar. Se deberá realizar al comienzo de las obras, una vez ya están conocidos los límites exteriores de la superficie a ocupar, que se realiza sobre la parcela de la figura:



Ilustración 1 Situación de la parcela la Planta FV 31,82

## 2. - CARACTERÍSTICAS GENERALES

### 2.1 Emplazamiento.

La planta solar fotovoltaica se localiza en el término municipal de Tordesillas, en la provincia de Valladolid, en la comunidad autónoma de Castilla y León.



Ilustración 2 Emplazamiento de planta FV. Fuente IDECYL.

Concretamente el emplazamiento elegido, se realiza sobre la parcela en las inmediaciones de la existente ST "GENERACIÓN" que permita a su vez evacuar en la ST "TORDESILLAS" sin tener afecciones a infraestructuras ni necesidad de proyectar una nueva línea de alta tensión (aéreo/subterránea) por lo que se considera un emplazamiento óptimo.



Ilustración 3 Situación de la parcela para Planta FV de 31,82 MW en Tordesillas



## 2.2. Reparto del suelo a la la planta FV

Para realizar el reparto inicial del suelo, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Establecer la geometría de las filas de seguidores y sus características.



*Ilustración 4 Geometría de filas de seguidores de la planta FV y detalle de la ST "GENERACIÓN*

La estructura individual de cada tracker, queda representada en la siguiente figura, teniendo una cada tracker un conjunto de 52 placas (26 placas a cada lado del motor de accionamiento) y se prevé una calle en cada fila del tracker de 9 metros.

Como se indica en el apartado de elección del inversor, la elección óptima del inversor, supone la instalación de series de 26 placas, cuyo detalle de conexión de una serie se puede apreciar en la figura para los cuadros de primer nivel, en este caso el primer cuadro N01:

**Nota:** La elección del número de placas se justifica en el punto de selección del inversor



### DETALLE DE UNA SERIE DE CONEXIÓN DE 26 PLACAS SOLARES NO1 EN TRACKER

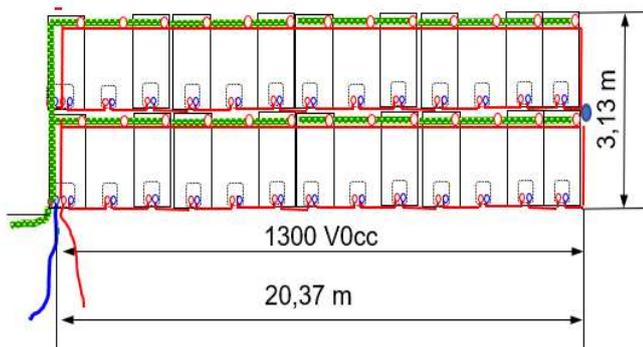


Ilustración 5 Detalle de conexión de placas dentro de un tracker

En cuanto a la distribución de las filas de paneles en el campo FV, siguiendo la orientación N-S, tenemos la siguiente distribución de filas, teniendo en cuenta la separación entre filas que se calcula en el apartado de cálculo de sombras:

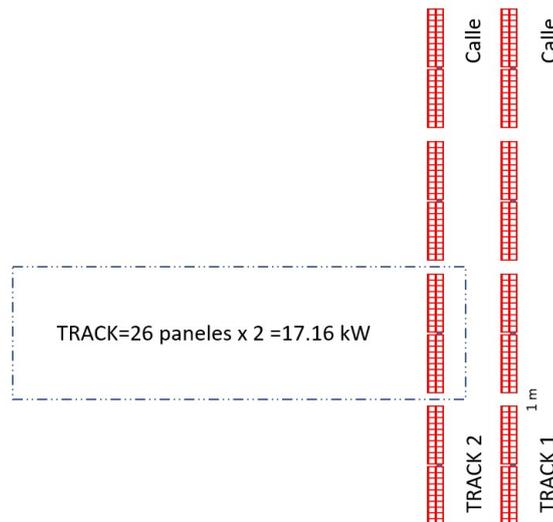


Ilustración 6 Detalle de estructura de un tracker y distribución de filas y calles

La separación entre tracker de dos filas o niveles diferentes es de 1 m, para facilitar operaciones de mantenimiento.

### 2.3. Necesidad de suelo para P=38,649 MWp

Se toma como media de superficie de suelo de 20 m<sup>2</sup>/kWp, teniendo en cuenta la ocupación de caminos y perdidos en la parcela.

Por ello,  $38.649 \text{ kWp} \times 20 \text{ m}^2/\text{kWp} = 772,98 \text{ m}^2 = 77,29 \text{ Ha}$  (solo para uso FV).



## 2.4. Orientación longitudinal de los tracker.

La disposición más favorable es N-S a fin de que los rayos del sol por el Este favorezcan la orientación del seguidor para lograr el valor óptimo de aprovechamiento de captación de energía.

## 2.5. Distribución de las filas

Las placas solares se van a colocar las filas con la siguiente distribución para optimizar la utilización de suelo, tratando de equilibrar dotando de la misma potencia a cada una de las tres líneas de entrada a cada inversor (ver planos):

NIVEL	Nº tracker	kWp/tracker	KWp/nivel	Pp_acum(kWp)	nº placas	nº placas acum	PS	kWp/PS
LScc01	56	17160	960,96	960,96	2912	2912	1	
LScc02	56	17160	960,96	1921,92	2912	5824	1	
LScc03	56	17160	960,96	2882,88	2912	8736	1	
LScc04	56	17160	960,96	3843,84	2912	11648	1	
LScc05	56	17160	960,96	4804,8	2912	14560	1	
LScc06	56	17160	960,96	5765,76	2912	17472	1	5765
LScc01	56	17160	960,96	6726,72	2912	20384	2	
LScc02	56	17160	960,96	7687,68	2912	23296	2	
LScc03	56	17160	960,96	8648,64	2912	26208	2	
LScc04	56	17160	960,96	9609,6	2912	29120	2	
LScc05	56	17160	960,96	10570,56	2912	32032	2	
LScc06	56	17160	960,96	11531,52	2912	34944	2	5765
LScc01	56	17160	960,96	12492,48	2912	37856	3	
LScc02	56	17160	960,96	13453,44	2912	40768	3	
LScc03	56	17160	960,96	14414,4	2912	43680	3	
LScc04	56	17160	960,96	15375,36	2912	46592	3	
LScc05	56	17160	960,96	16336,32	2912	49504	3	
LScc06	56	17160	960,96	17297,28	2912	52416	3	5765
LScc01	56	17160	960,96	18258,24	2912	55328	4	
LScc02	56	17160	960,96	19219,2	2912	58240	4	
LScc03	56	17160	960,96	20180,16	2912	61152	4	
LScc04	56	17160	960,96	21141,12	2912	64064	4	
LScc05	56	17160	960,96	22102,08	2912	66976	4	
LScc06	56	17160	960,96	23063,04	2912	69888	4	5765
LScc01	56	17160	960,96	24024	2912	72800	5	
LScc02	56	17160	960,96	24984,96	2912	75712	5	
LScc03	56	17160	960,96	25945,92	2912	78624	5	
LScc04	56	17160	960,96	26906,88	2912	81536	5	
LScc05	56	17160	960,96	27867,84	2912	84448	5	
LScc06	56	17160	960,96	28828,8	2912	87360	5	5765
LScc01	56	17160	960,96	29789,76	2912	90272	6	
LScc02	56	17160	960,96	30750,72	2912	93184	6	
LScc03	56	17160	960,96	31711,68	2912	96096	6	
LScc04	56	17160	960,96	32672,64	2912	99008	6	
LScc05	56	17160	960,96	33633,6	2912	101920	6	
LScc06	56	17160	960,96	34594,56	2912	104832	6	5765

Ilustración 7 Detalle de distribución de potencias en cc por inversor y por POWER STATION (PS)

## 2.6.- Localización del proyecto

Mapa topográfico:

<https://www.arcgis.com/home/webmap/viewer.html?webmap=b32f3735e13049a9bd3ec6f54d10b028>



Catastro:

<https://www1.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/OVCConCiudad.aspx?UrbRus=R&RefC=47166A010000110000PH&esBice=&RCBice1=&RCBice2=&DenoBice=&from=OVCBusqueda&pest=rc&RCCompleta=47166A010000110000PH%20&final=&del=47&mun=166>

### 2.7. Datos técnicos generales

La potencia de la planta es de 38.649,6 MWp.

### 2.8. Evacuación de la energía

La energía generada por la planta FV será evacuada desde una nueva posición de 30kV de la ST "GENERACIÓN", junto a otros productores, a una posición de 220kV de la ST TORDESILLAS, propiedad de REE (Red Eléctrica Española).

## 3. DATOS GENERALES

### 3.1 Radiación

Para la ubicación planteada, tenemos los siguientes datos de radiación media anual medida sobre la horizontal (H), encontrándonos en una zona climática II, que aporta:

$$13,7 \leq H \leq 15,1 \text{ (MJ/m}^2\text{)}$$

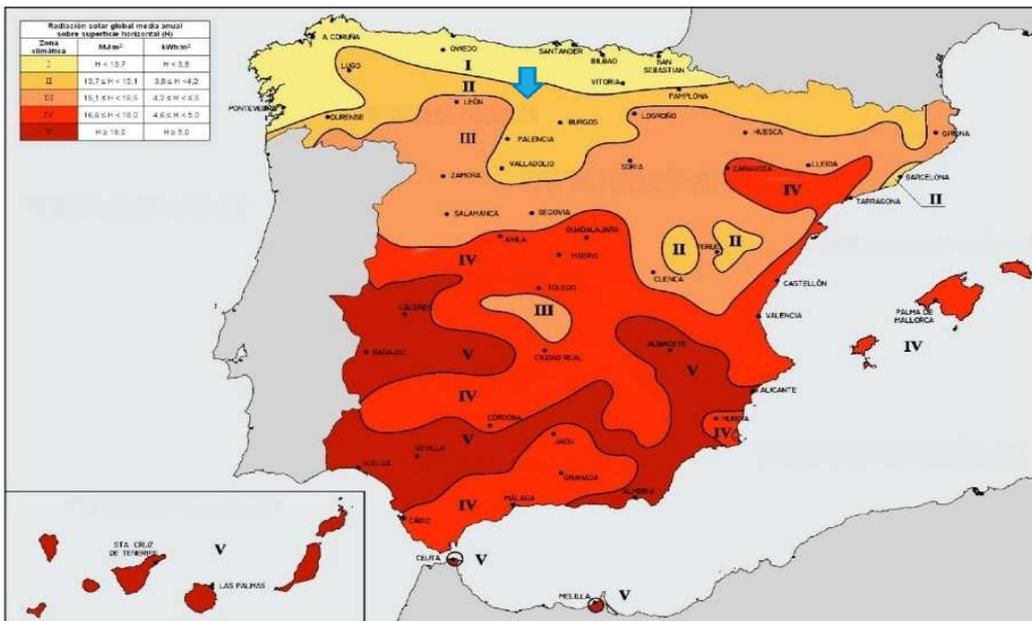


Ilustración 8 Datos de radiación total global (MJ/m2). Fuente IDAE.



Según simulación realizada mediante programa PVSYS, la energía solar producida a un eje con el diseño propuesto en la finca de estudio es de 5.408,87 MWh/año.

**NOTA:** No se incluye el estudio económico, por no ser objeto de este trabajo, pero podría obtenerse mediante el programa gvSIG que facilita datos de facturación cuartohoraria.

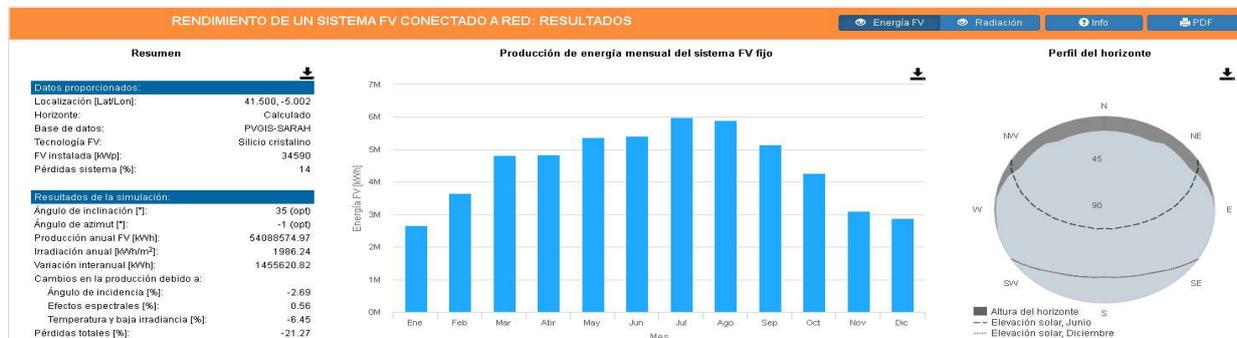


Ilustración 9. Datos de producción anual FV (kWh). Fuente PVSYS

Como resultado, tenemos los siguientes parámetros principales:

PARÁMETROS PRINCIPALES	
Producción anual (kWh/año)	<b>5.408.874</b>
Potencia nominal (kW)	<b>30.211</b>
Potencia pico (kWp)	<b>38.649,6</b>
Potencia pico de cada tracker (kWp)	<b>17,16</b>
Nº unidades generadoras	<b>2.016</b>
Nº inversores	<b>18 (6x3)</b>
Nº módulos	<b>104.832</b>

### 3.1 PRODUCCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA

Sistema de seguimiento eje inclinado inclinación=0° para 1kWp				
Mes	$E_d$	$E_m$	$H_d$	$H_m$
Enero	2.00	62.0	2.37	73.5
Febrero	3.59	100	4.28	120
Marzo	5.13	159	6.33	196
Abril	5.71	171	7.28	218



Mayo	6.78	210	8.84	274
Junio	7.66	230	10.20	305
Julio	8.16	253	11.00	340
Agosto	7.27	225	9.70	301
Septiembre	5.85	175	7.58	227
Octubre	4.05	126	5.06	157
Noviembre	2.53	76.0	3.05	91.4
Diciembre	1.99	61.6	2.36	73.1
<b>Media</b>	<b>5.07</b>	<b>154</b>	<b>6.40</b>	<b>195</b>
<b>Total</b>	<b>1850</b>	<b>2340</b>		

Siendo:

- **Ed:** Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh)
- **Em:** Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh)
- **Hd:** Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m<sup>2</sup>)
- **Hm:** Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m<sup>2</sup>)

**Nota:** Datos tomados del PVGIS Estimación de electricidad FV, del Joint Research Centre de la Comisión Europea.

Tenemos como resultado que para una potencia de 1 kWp la planta generará 1.850 kWh/año. Por lo tanto, para el conjunto de placas instaladas la planta solar producirá **5.408.874 kWh/año**.



## 4. CONSIDERACIONES PREVIAS

### 4.1 Entorno tarifario

La planta fotovoltaica tiene como función generar energía eléctrica de origen renovable para su inyección y venta en la red de distribución eléctrica, según Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

**Nota:** En la última subasta realizada, la retribución a la inversión y a los costes de explotación, es **nula** (según la Resolución de 19 de mayo de 2017 (peninsular), de la Dirección General de Política Energética y Minas,) <http://www.subastasrenovables.omie.es/subastas-renovables/>

### 4.2 Climatología

#### 4.2.1 Datos climáticos

El estudio de los parámetros climatológicos para el dimensionado de la planta se ha realizado sobre la base de los valores publicados por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).

Los datos se han obtenido de la estación meteorológica de Valladolid (Latitud: 41° 38' 27" N- Longitud: 4° 45' 16" O, Altitud (m): 735)

<http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos?l=2422&k=cle>

Mes	T	TM	Tm	R	H	DR	DN	DT	DF	DH	DD	I
Enero	4.2	8.2	0.2	40	83	6.3	3.0	0.0	10.4	15.9	3.5	101
Febrero	5.9	11.2	0.7	27	72	5.2	2.1	0.1	3.7	12.8	4.3	147
Marzo	9.0	15.2	2.8	22	62	4.8	0.8	0.2	1.6	6.7	6.0	215
Abril	10.7	16.9	4.6	46	62	7.8	0.8	1.4	0.9	2.3	3.9	232
Mayo	14.5	21.0	7.9	49	60	7.9	0.0	3.6	0.9	0.3	3.5	272
Junio	19.3	27.0	11.6	29	52	4.5	0.0	3.6	0.6	0.0	7.8	322
Julio	22.3	30.7	14.0	13	45	2.1	0.0	2.9	0.3	0.0	14.1	363
Agosto	22.1	30.1	14.1	16	48	2.3	0.0	2.6	0.2	0.0	11.8	334
Septiembre	18.5	25.6	11.3	31	56	4.3	0.0	1.8	0.9	0.0	7.5	254
Octubre	13.2	18.9	7.6	55	70	7.5	0.0	0.7	3.0	0.5	4.2	182
Noviembre	7.9	12.4	3.5	52	79	7.1	0.7	0.1	7.1	5.8	3.5	117
Diciembre	5.0	8.6	1.3	53	84	7.7	1.4	0.0	9.2	12.4	3.2	89
Año	12.7	18.8	6.6	433	64	67.7	-	17.5	39.8	56.2	72.8	2624



Siendo:

- **T** Temperatura media mensual/anual (°C)
- **TM** Media mensual/anual de las temperaturas máximas diarias (°C)
- **Tm** Media mensual/anual de las temperaturas mínimas diarias (°C)
- **R** Precipitación mensual/anual media (mm)
- **H** Humedad relativa media (%)
- **DR** Número medio mensual/anual de días de precipitación superior o igual a 1 mm
- **DN** Número medio mensual/anual de días de nieve
- **DT** Número medio mensual/anual de días de tormenta
- **DF** Número medio mensual/anual de días de niebla
- **DH** Número medio mensual/anual de días de helada
- **DD** Número medio mensual/anual de días despejados
- **I** Número medio mensual/anual de horas de sol.

### 3.3.2. Viento

Tanto la intensidad como la acción del viento, no se considera un factor condicionante del diseño, teniendo en cuenta que la estructura de la parte FV que tiene una reducida altura y que puede soportar velocidades del viento de hasta 140 km/h.

**Nota:** Se puede observar cómo los valores extremos registrados en la estación meteorológica más próxima no alcanzan esos valores, siendo el valor extremo de 133 km/h registrado en 1961. [Valladolid Aeropuerto: Valladolid Aeropuerto - Valores extremos absolutos - Selector - Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España](#)

### 3.3.3. Precipitaciones

No es un factor determinante en el diseño, aunque va a ser necesario un Estudio Hidrológico para determinar las condiciones en el diseño de evacuación de aguas del huerto FV.

Para ello tomamos como base la media de los 50 años.

### 3.3.4. Nieve

Las condiciones de carga de nieve será la establecida en el Código Técnico de la Edificación, RD 314/2006

### 3.3.5. Impacto ambiental

Teniendo en cuenta la actividad objeto del presente proyecto y la actual utilización del terreno (agrícola), se considera que la afección sobre el suelo es compatible.

Paralelamente a la redacción de este proyecto, se redacta un Documento Ambiental para someter el proyecto al procedimiento administrativo de



Evaluación de Impacto Ambiental, conforme a la Ley 21/2013 de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

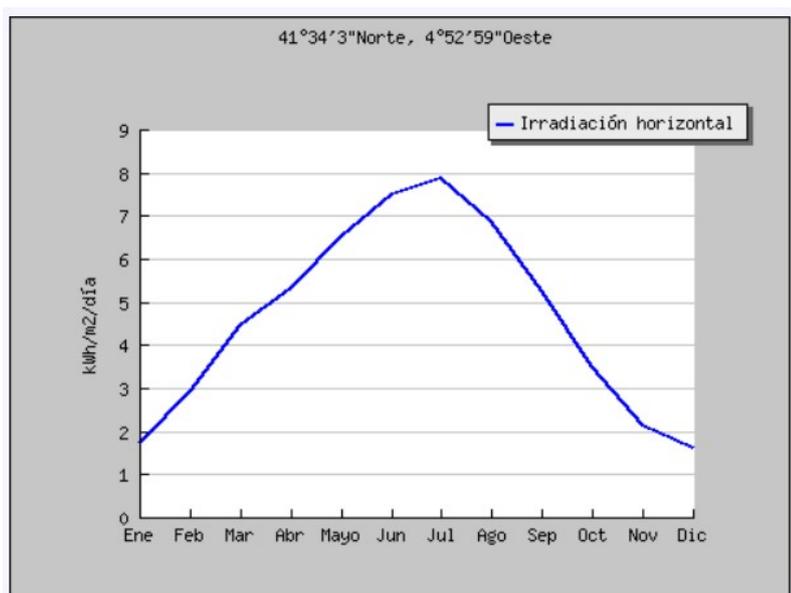
Nota. Sería evaluación ambiental simplificada, según el ANEXO II, Grupo 4, i de la Ley 21/2013

## 4.2.2 Irradiación

Para obtener los datos de irradiación recurrimos a la base de datos de radiación solar de PVGIS-CMSAF:

Mes	$H_h$	$H_{opt}$	$T_{24h}$
Enero	1720	2740	4.1
Febrero	2920	4390	4.3
Marzo	4450	5640	7.7
Abril	5310	5790	11.1
Mayo	6540	6420	14.6
Junio	7510	7020	19.1
Julio	7860	7520	22.7
Agosto	6870	7310	22.5
Septiembre	5240	6480	18.7
Octubre	3490	4980	13.5
Noviembre	2140	3460	7.9
Diciembre	1630	2820	4.3
<b>Año</b>	<b>4650</b>	<b>5380</b>	<b>12.6</b>

- **Hh:** Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m<sup>2</sup>/día)
- **Hopt:** Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima (Wh/m<sup>2</sup>/día)
- **T24h:** Temperatura media diaria (24h) (°C)





### 4.2.3 Vientos

La intensidad y acción de los vientos, no se considera un factor condicionante del diseño, teniendo en cuenta que el seguidor puede soportar velocidades del viento superior a los 139 km/h (según puede apreciarse en los datos del fabricante).

La racha máxima de viento medido en la estación meteorológica de Valladolid, que es la más próxima al emplazamiento de la instalación, ha sido de 128 Km/h con dirección 260° el 25 febrero de 1989 a las 12:30, por lo que podemos asegurar que el seguidor soportará los vientos máximos de la zona.

### 4.2.4 Impacto ambiental

Teniendo en cuenta la actividad objeto del presente proyecto y la actual utilización del terreno (agrícola), se considera que la afección sobre el suelo es **compatible**.

**Nota:** Paralelamente a la redacción de este proyecto, se redactaría un Documento Ambiental para someter el proyecto al procedimiento administrativo de Evaluación de Impacto Ambiental simplificada, conforme a la Ley 21/2013 de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

### 4.2.5 Normativa aplicable

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración.
- Real Decreto 841/2002 de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía producida.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.



- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (B.O.E. 27/12/2000).
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de la producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.**
- **Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.**
- Decreto 352/2001 de 18 de Diciembre, sobre procedimiento administrativo aplicable a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red eléctrica. DOGC 3544- 02/01/2002.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Condiciones técnicas que han de cumplir las instalaciones fotovoltaicas para la conexión a la red de distribución de la E.D.
- **Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (R.E.B.T.). Especial referencia a Borrador dic-2020. ITC BT-53. Instalaciones con fines especiales instalaciones de sistemas en corriente continua.**
- Reglamento de Seguridad e Higiene en el trabajo (L31/95)
- **Reglamento Técnico de Líneas Aéreas de Alta Tensión, aprobado por Real Decreto 223 / 2008 de 15 de febrero y publicado en el B.O.E de 19-03-08.**
- **Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y las Instrucciones Técnicas Complementarias aprobadas por Real Decreto 337/2014 y publicado en el B.O.E de 9- 7-14.**
- Normas UNE de obligado cumplimiento.
- Condicionados que puedan ser emitidos por Organismos afectados por las instalaciones.
- Normativa particular del Ayuntamiento de Tordesillas.



## 5. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

### 5.1 Diseño técnico de la instalación.

El diseño de la instalación se realiza basándose en la cantidad de unidades (seguidores solares de un eje) y modelo de módulos e inversores que se han sido seleccionados.

La geometría que se va a adoptar es la siguiente, (**LS001**):

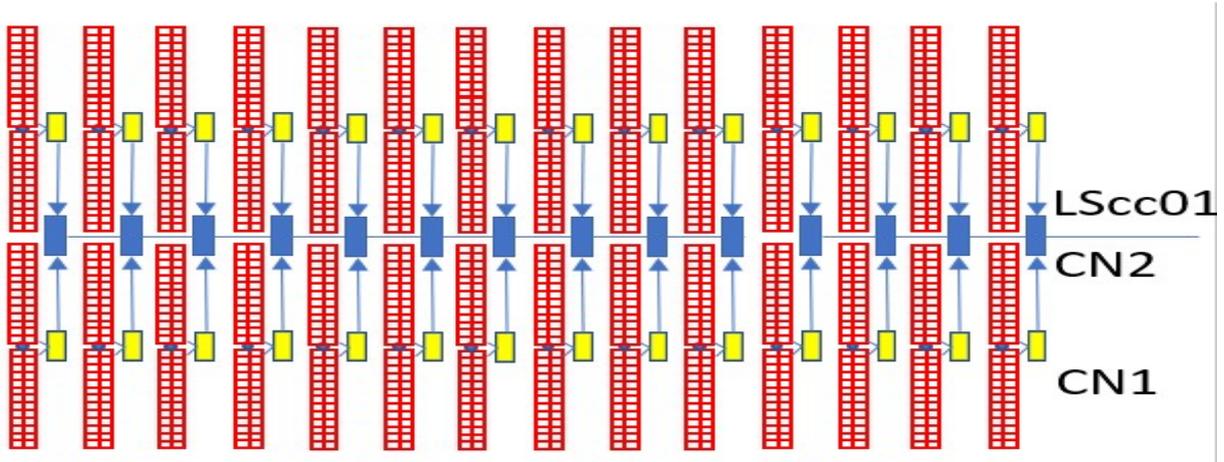
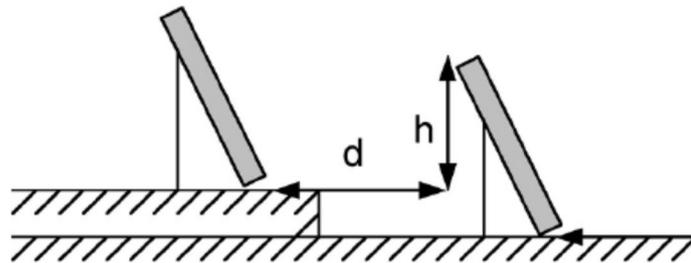


Ilustración 10 Geometría de cuadros CN1 a CN2

En cada uno de los seguidores, o tracker, en disposición **2V** (dos placas en disposición vertical), lleva asociadas **52 placas** (26 a cada lado del motor central).

(Nota: Los datos de disposición 2V se tienen en cuenta para calcular las sombras y la separación entre seguidores para optimizar el espacio y la producción de energía en la EXCELL SOMBRAS adjunta). Para el cálculo de sombras, se trata de calcular la distancia mínima entre filas que permita evitar el sombreado sobre las placas, se admiten dos criterios:



a.- CRITERIO CONVENCIONAL: Se basa en un diseño que permite que **no exista sombra al mediodía el 21 de diciembre**. Podemos determinar la separación mínima entre filas (d):

$$d = \frac{h}{\text{tg}(67^\circ - \text{latitud})}$$

Si llamamos

$$k = \frac{1}{\text{tg}(67^\circ - \text{latitud})}$$

Resulta que:



$$d = h \cdot k$$

Es conveniente, si es posible, incrementar la distancia (d) en un 25%

b.- CRITERIO IDAE : Con su aplicación se logra que **no exista sombra más de 4 horas a mediodía el 21 de diciembre.**

Podemos determinar la separación mínima entre filas (d):

$$d = \frac{h}{\text{tg}(61^\circ - \text{latitud})}$$

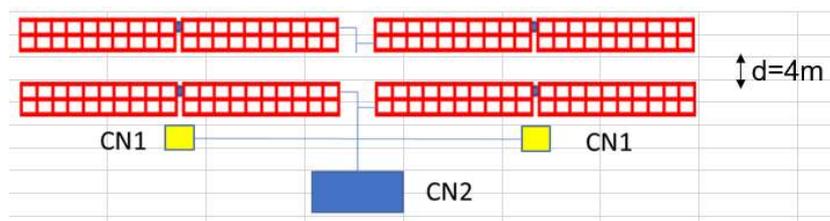
Si llamamos

$$k = \frac{1}{\text{tg}(61^\circ - \text{latitud})}$$

Resulta que:

$$d = h \cdot k$$

CONCLUSION: Según los datos obtenidos en la EXCELL "Sombras", para la configuración 2V, con el panel seleccionado TSM-PE14A, de altura 1,96 m y anchura 0,992, adoptando la configuración más conservadora que es la convencional y aplicando una mayoración del 20%, nos da una separación entre filas de 4 metros, suficiente para que entre la máquina de limpieza de las placas por las filas.



La conversión de la corriente continua que generan los paneles a corriente alterna para su vertido a la red la realiza en el inversor.

La interconexión de los módulos se realiza con cable unipolar de 1 x 2.5 mm<sup>2</sup>, con conexión tipo multicontact (MC4) para intemperie y con resistencia a la insolación, a los conductores de protección que se conectarán a cada uno de los bloques de módulos.

La evacuación de la energía producida se realizará mediante conducciones eléctricas subterráneas.

La distribución de las líneas de BT en corriente continua hasta los PS (Power Station), que resulta para cada inversor cable **4x(4x300) RZ1-300**, son las siguientes para cada nivel:

**Nota:** Se ha realizado la EXCELL "Cálculo de Conductor /LSBT" donde se indica la sección para las líneas de BT LScc01 a LScc18.



Ilustración 11 Potencias en continua de las líneas LSc01 a LSc18.

Se agrupan las líneas, tratando de minimizar su longitud, y se conduce cada agrupación a un inversor. Por ejemplo, en la PS001, el inversor 1 recibe 1853,28kWp que se corresponde a las líneas LSc001 y LSc002 LSc003 y el inversor 2 la misma potencia pues se ha adoptado una geometría simétrica (ver Ilustración 23) para equilibrar las líneas LScXX, como puede verse en el punto de distribución de filas para el resto de inversores.

Del inversor de cada PS, a la tensión BTca de 900 Vca entre fases (sistema 398/900 V), la potencia es enviada a las bornas de BT de un transformador de 5.000 kVA, 0,900/30 KV, que alimenta a una LSAT (3ª categoría) a 30 kV para evacuar la potencia de la planta fotovoltaica hasta la una posición de 30kV de la ST "GENERACION", donde se elevará a 30/220kV para ser evacuada en la ST "TORDESILLAS". Como se disponen 3 inversores por PS, resultan 6\*3= 18 inversores, que en conjunto aportan 38.649 kWp (**30kW**).

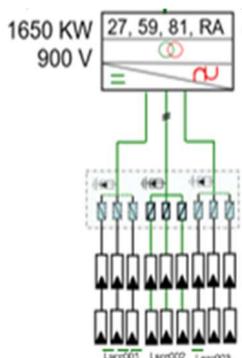
## 5.2 FUNCIONAMIENTO

Durante las noches el inversor deja de inyectar energía a la red y se mantiene en estado de "STAND-BY" con el objetivo de minimizar el consumo de la planta. En cuanto sale el sol y la planta genera suficiente energía, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de red, iniciando la alimentación si los valores son correctos. La operación de los inversores es totalmente automática.

El conjunto de protecciones (descritas en el punto 14.1 de protecciones), de interconexión, que posee cada uno de los inversores está básicamente orientado a **evitar el funcionamiento en isla de la planta fotovoltaica**.



En caso de fallo de la red, la planta dejaría de funcionar. Esta medida es de protección tanto para los equipos como para las personas que puedan operar en la línea, sean usuarios o, eventualmente, operarios de mantenimiento de la misma.



Esta forma de generación implica que solo hay producción durante las horas de sol, no existiendo elementos de acumulación de energía eléctrica (baterías).

### 5.3 Vida útil

Las instalaciones solares, como las utilizadas en este proyecto, tienen una vida útil superior a los 30 años y cercana a los 40 años, en plena actividad, según datos del fabricante.

**Nota:** La fase de eliminación de los módulos se realiza a través del fabricante de las celdas, se entrega la célula dañada para su reparación, reutilización o desecho. En este último caso, el vidrio y el aluminio se podrían incorporar a los procesos normales de reciclado.

Para la retirada del resto de las instalaciones se realizarían las siguientes actuaciones:

- Retirada de las cimentaciones y traslado de las mismas a vertedero autorizado.
- Demolición y retirada de las arquetas de concentración y caseta de transformación y traslado de los restos a vertedero autorizado.
- Desenterramiento de la línea eléctrica subterránea e incorporación de los restos a la cadena de reciclado de metales.
- Retirada del cerramiento y entrega de los restos a la cadena de reciclaje de metales.
- Rellenado de huecos de cimentación y zanjas de enterramiento de líneas eléctricas con posterior aporte de 30 cm de tierra vegetal, y



eventualmente siembra con herbáceos y arbustivas autóctonas de las superficies.

#### **5.4 Contador de energía**

La medida de la energía inyectada a la red por las instalaciones que ocupan este proyecto se realizará en la subestación a 220 kV de la ST "TORDESILLAS".

#### **5.5 Telecontrol**

La planta dispone, de un sistema de comunicación de datos, que gestionará el funcionamiento de las instalaciones, a la vez que permite almacenar los parámetros climatológicos básicos que pueden afectar a la producción del campo fotovoltaico, pudiendo discriminar cada variable registrable por cada unidad generadora.

En los trackers, para poder realizar los movimientos necesarios, siguiendo la posición del Sol en todo momento, se utiliza un actuador lineal de 0,09 kW autoalimentado a 24 VDC o 230 VAC.

## **6. DESCRIPCIÓN DE LA OBRA**

En la ejecución de una planta fotovoltaica se distinguen 3 procesos:

- Obra Civil
- Equipos
- Instalaciones Eléctricas

### **6.1 OBRA CIVIL**

#### **6.1.1 Movimiento de tierra.**

En cuanto a movimiento de tierras, se contemplan las siguientes actuaciones:

- Desbroce y adecuación del terreno
- Excavación de zanjas y zapatas, con medios mecánicos y acopio en terreno propio.
- Relleno y compactación por tongadas a las zonas necesarias con material seleccionado de la propia excavación.



## **6.1.2 Cimentaciones**

El proyecto contempla la cimentación de las estaciones inversor-transformador, la subestación de la planta solar y la línea de evacuación hasta el centro de seccionamiento.

### **6.1.2.1 Estación inversor-transformador**

La cimentación sobre la que se sustentará toda la estructura del inversor será de tipología superficial, en concreto una losa de cimentación para la totalidad de la superficie de la instalación, constituida por un hormigón HAF-25/P/20/IIa, mediante fibras de polipropileno.



# 7. SUBESTACIÓN "TORDESILLAS GENERACION"

Se trata de una ST existente, la instalación del huerto solar, necesitará para la evacuación de la energía, llevar una línea de 30kV desde la planta fotovoltaica hasta la ST, donde se instalará una nueva celda de 30kV y un nuevo transformador de 50 MVAs, para evacuar, con el resto de instalaciones fotovoltaicas existentes de otros promotores, hasta la ST "TORDESILLAS" en 220 kV.

Es esquema unifilar de la ST "GENERACION" existente, es el siguiente:

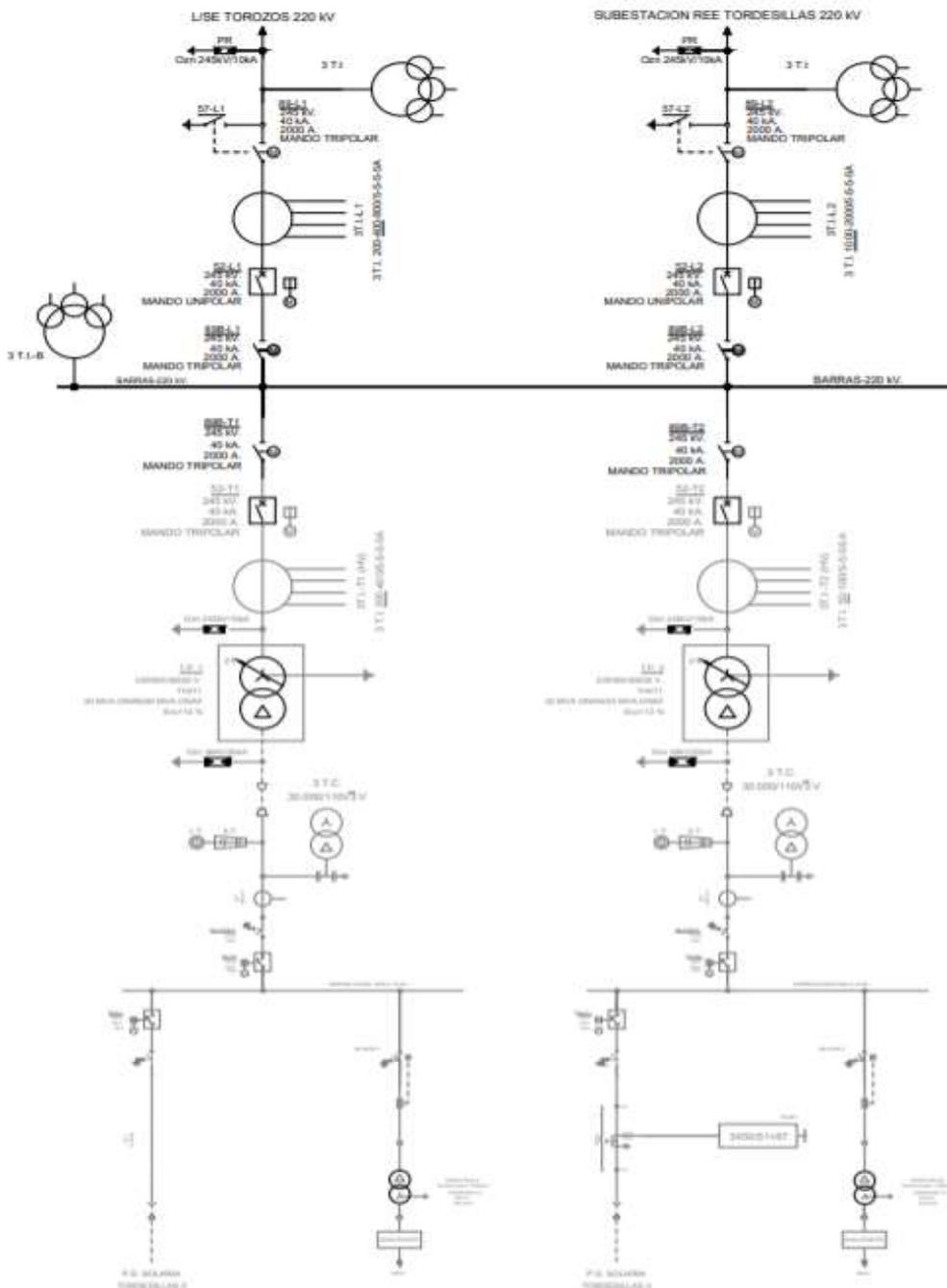


Ilustración 1 Esquema unifilar ST GENERACION existente



La obra en esta ST "GENERACIÓN" consistirá en instalar **una posición nueva de 30kV y un nuevo transformador**, con las siguientes características:

**Posición de línea**

- Tres detectores de presencia de tensión capacitivos
- Tres transformadores de intensidad
- Nivel de aislamiento 36 kV
- Relación de transformación 150-300 / 5-5A
- Potencia y clase de precisión devanado 1 15VA, Cl. 5P20
- Potencia y clase de precisión devanado 2 15VA, Cl. 0,5
- Un interruptor automático
- Nivel de aislamiento 36 kV
- Intensidad nominal 630 A
- Poder de corte en cortocircuito 31,5 kA

**Nuevo transformador**

- Relación de transformación 30/220 kV
- Potencia 50 MVAs

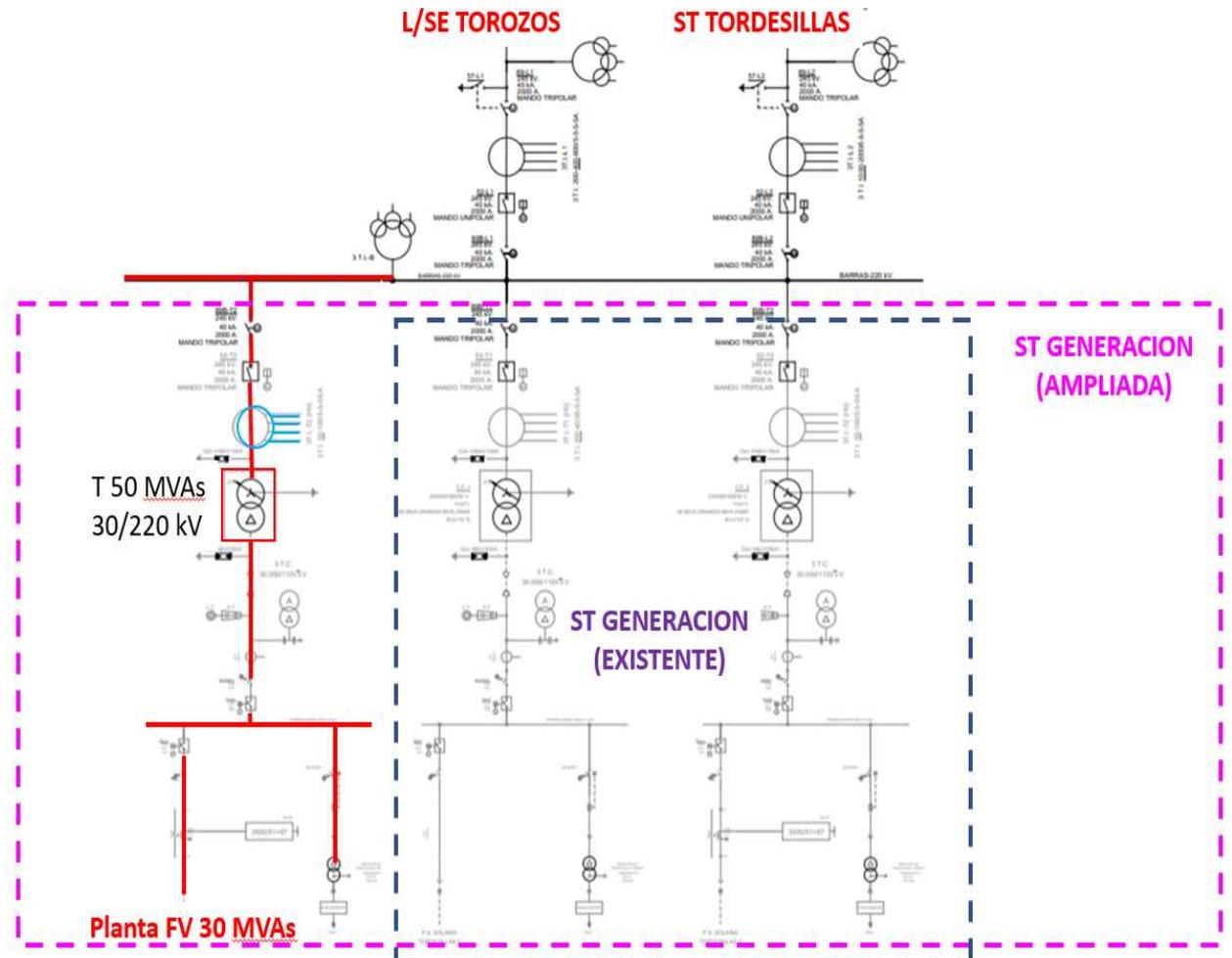


Ilustración 12. Esquema unifilar ST GENERACION modificado



## 8. EQUIPOS

### 8.1 Seguidor solar

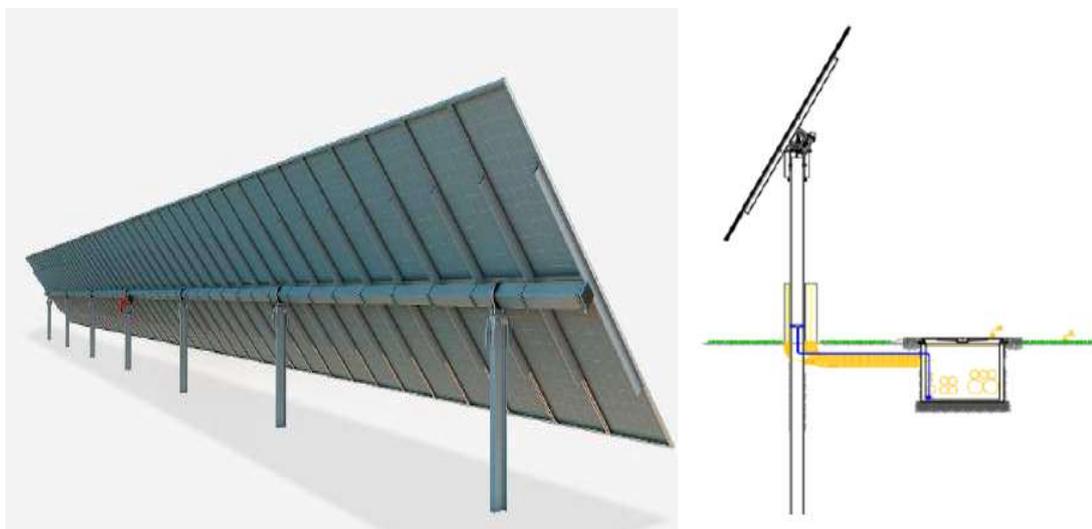
La planta FV está compuesta por 1952 seguidores solares de un eje horizontal de SOLTEC, con una potencia de **17,16 kWp** cada uno.

El modelo seleccionado es el **SF-7 2x43,5P** en configuración **2V** (*según se justifica en el apartado de elección del inversor*), como se aprecia en la figura:



*Ilustración 13 Configuración 2V de paneles FV.*

El seguidor solar de un eje horizontal **SF-7**, realiza el seguimiento del sol sobre un eje horizontal orientado en dirección Norte Sur.



*Ilustración 14 Seguidor solar de eje horizontal SF-7 y evacuación BT\_CC*



A continuación, se muestran las características técnicas:

Características SEGUIDOR SOLAR	
Sistema de seguimiento	Horizontal a un eje con filas individuales
Rango de rotación	120°
Alimentación	Autoalimentado PV Series
Algoritmo de seguimiento	Astronómico con TeamTrack Backtracking
Comunicación	Ethernet RS485
Resistencia al viento	139 km/h
Carga de nieve	0,45 kN/m <sup>2</sup>
Pendiente norte-sur	Hasta 17%
Pendiente este-oeste	Ilimitada
Cimentación	Hinca / Tornillo / Zapata
Rango temperatura estándar	-20°C a 55°C
Disponibilidad	>99%

Los seguidores solares se instalarán con una interdistancia de 10 metros (*que permite una separación entre filas de 4 metros para minimizar sombreados significativos según se describe en el apartado de paneles EXCELL Sombras*), entre ellos y facilitar la entrada de maquinaria para la limpieza de los paneles.

## 8.2 Estación inversor-transformador

### 8.2.1.1 Inversor

Se instalarán inversores centrales de Gamesa Electric, **6 estaciones de 5 MVAs.**

Las estaciones de 5,12 MVA están compuestas por **tres inversores de 1,65 MVAs** y un transformador de 5,12 MVA 30/0,9 kV.



*Ilustración 15 Detalle Power Station (PS) 5MVAs (3 inversores)*

Los inversores de GAMESA ELECTRIC S.A., tienen un rango de tensión de entrada hasta 1.300 VDC.

Las estaciones integran inversor y transformador en un contenedor marítimo de 12 metros de largo para las estaciones de 5,12 MVAs.

Cuenta con refrigeración híbrida por agua y por aire que amplía el rango operacional de temperatura hasta los 50°C sin reducción de potencia y hasta los 60°C antes de parada. Permite alcanzar una altitud de hasta 2.000 m sobre el nivel del mar sin que la potencia se vea afectada.

Posee circuito cerrado de refrigeración para la electrónica de potencia, protegiéndola así frente a entornos de polvo y arena.

Diseño de ventilación específico dividido en cinco zonas aisladas térmicamente para que la temperatura de trabajo del inversor sea mínima (aumento de la fiabilidad de la electrónica de potencia).

Diseño interior en sistemas extraíbles, facilitando el mantenimiento en campo y minimizando a su vez cualquier error humano durante el montaje en fábrica.



*Ilustración 16 Inversor de cada POWER STATION (PS1 a PS6)*



La operación que realiza el inversor es totalmente automatizada. En cuanto sale el sol y los módulos solares generan suficiente potencia, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de red. Con radiación solar suficiente, el convertidor solar inicia la alimentación.

Las características técnicas del inversor se muestran en la siguiente tabla:

<b>Características INVERSOR 1,65 MVA</b>	
<b>VALORES DE ENTRADA DC</b>	
Potencia Fotovoltaica recomendada	2250 Wp
Máx. corriente en continua (50°C)	2823 A
Máx. corriente en continua (40°C)	2880 A
Máx. corriente en continua (25°C)	2936 A
Máx. corriente cortocircuito	3600 A
Rango de tensión DC	900 – 1300 V
Rango de tensión MPPT	900 – 1300 V
Nº entradas DC	Hasta 24 y ampliable
Inicio de producción	0,5% Pn aprox.
<b>VALORES DE SALIDA AC</b>	
Número de fases	3
Potencia nominal AC (50°C)	1950 kVA
Potencia nominal AC (40°C)	1900 kVA
Potencia nominal AC (25°C)	1850 kVA
Tensión nominal AC	Hasta 34,5 kV con transformador externo
Rango de tensión AC	-10% / +10%
Rango de frecuencia	47,5...53/57...63Hz
Distorsión armónica de corriente	<3%
Máxima corriente AC por fase	2300 A
<b>RENDIMIENTO</b>	
Máximo rendimiento	99,0%
Rendimiento europeo	98,8%
Consumo energético Stand-by	< 200 W
<b>OTRAS CARACTERÍSTICAS</b>	
MPPT	1
LVRT/HVRT	Sí
Rango de temperatura	-20 °C / +50°C (+60°C)
Humedad relativa	95% (sin condensación)
Altitud máxima	2000 m
Dimensiones	2800 x 2230 x 975 m
Peso	2150 kg



Protección IP	IP 20
Refrigeración	Líquido + Aire forzado

PRINCIPALES NORMATIVAS	
IEC 61000-6-2	EN 55011
IEC 62109-1	IEC 62109-2
IEC 62116	IEC 61683

### 8.2.1.2 TRANSFORMADOR

Según lo expuesto anteriormente se instalarán 6 transformadores de 5,12 MVAs.

Transformador 5 MVA	
Potencia (kVA) PF=1, 40°C	5120
Tensión Primario	20000 V
Tensión Secundario	2x660 V
Ajuste Tensión	±2,5 ±5%
Grupo de conexión	Dy11y11
Frecuencia	50 Hz
Intensidad MT	148 A
Intensidad BT	2 x 2239 A

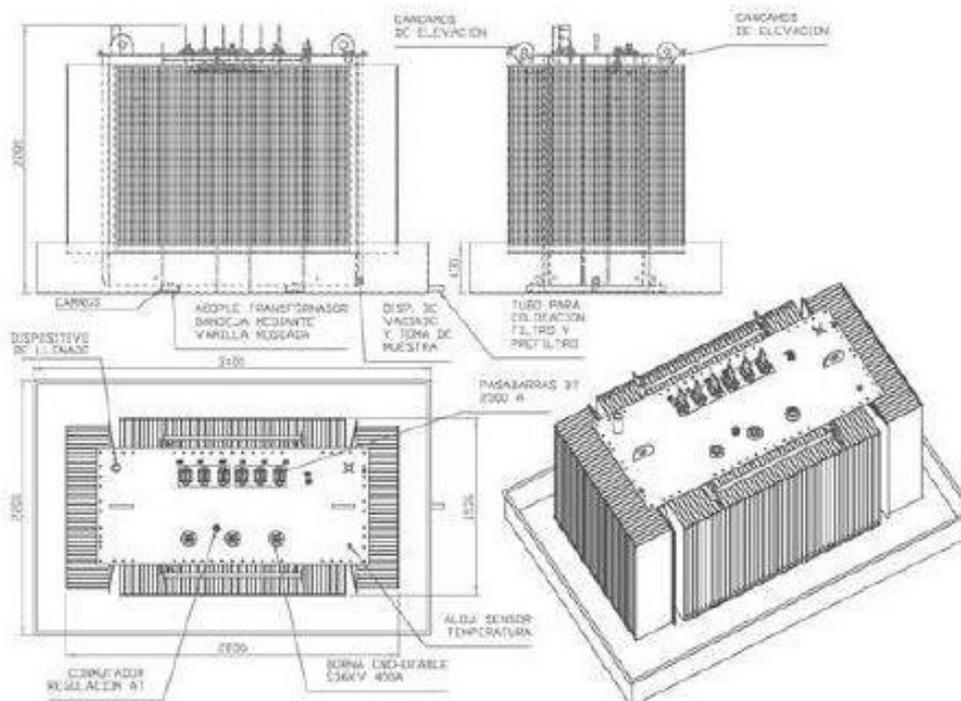


Ilustración 17 Transformador de 5.12 MVAs 30/0,66 kV 50 Hz utilizado en PS1 a PS6



### 8.2.2 Módulos F.V.

Cada seguidor solar está constituido por **52 módulos** (2x26), (según se calcula en el apartado de elección del inversor), de silicio policristalino de **330 Wp**, de dimensiones 1960x992 mm. Los 52 módulos se conectan entre sí realizando combinaciones serie-paralelo para alcanzar los requerimientos de tensión-corriente óptimos para el funcionamiento del inversor.

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES STC	TSM-320 PE14A	TSM-325 PE14A	TSM-330 PE14A	TSM-335 PE14A	TSM-340 PE14A
Potencia nominal-Pmáx (Wp)*	320	325	330	335	340
Tolerancia de potencia nominal (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión en el punto Pmáx-Vmp (V)	37,1	37,2	37,4	37,6	37,8
Corriente en el punto Pmáx-Impp (A)	8,63	8,73	8,83	8,91	8,99
Tensión en circuito abierto-Voc (V)	45,5	45,6	45,8	46,0	46,2
Corriente de cortocircuito-Isc (A)	9,15	9,19	9,28	9,35	9,42
Eficiencia del módulo ηm (%)	16,5	16,7	17,0	17,2	17,5

STC: Irradiancia 1000W/m², temperatura de célula 25°C, masa de aire AM1.5  
\*Tolerancia en la medida: ±3%

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES TONC	TSM-320 PE14A	TSM-325 PE14A	TSM-330 PE14A	TSM-335 PE14A	TSM-340 PE14A
Potencia máx.-Pmax (Wp)	237	241	245	249	252
Tensión en el punto Pmáx-Vmpp (V)	34,3	34,4	34,6	34,8	35,0
Corriente en el punto Pmáx-Impp (A)	6,92	7,00	7,08	7,14	7,21
Tensión en circuito abierto-Voc (V)	42,1	42,2	42,4	42,6	42,8
Corriente de cortocircuito-Isc (A)	7,39	7,42	7,49	7,55	7,60

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

#### DATOS MECÁNICOS

Células solares	Multicristalinas 156,75 × 156,75 mm
Distribución de las células	72 células (6 x 12)
Dimensiones del módulo	1960 × 992 × 40 mm
Peso	22,5 kg
Vidrio	3,2 mm, alta transparencia, recubrimiento AR y vidrio solar templado
Capa trasera	Blanca
Marco	Aleación de Aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Resistente a los rayos UV, sección de cables 4,0 mm², 1200 mm
Conector	MC4 EVO2/UTX/TS4

Ilustración 18 características técnicas de los paneles FV



Formación aplicada:

Se van a realizar agrupaciones en serie 26 placas de 330 W, aportando un total de **8.580 Wp a 1.272 Vcc** cada serie.

Se disponen 2 series en paralelo para formar un tracker de cc (seguidor), que proporciona  $2 \times 8,58 = 17,16$  KWp a 1.272 Vcc

Como resultado de establecer cada una de las series de 26 placas en el tracker, aparecen tres cables de conexión, (+), (-) y tierra de protección.

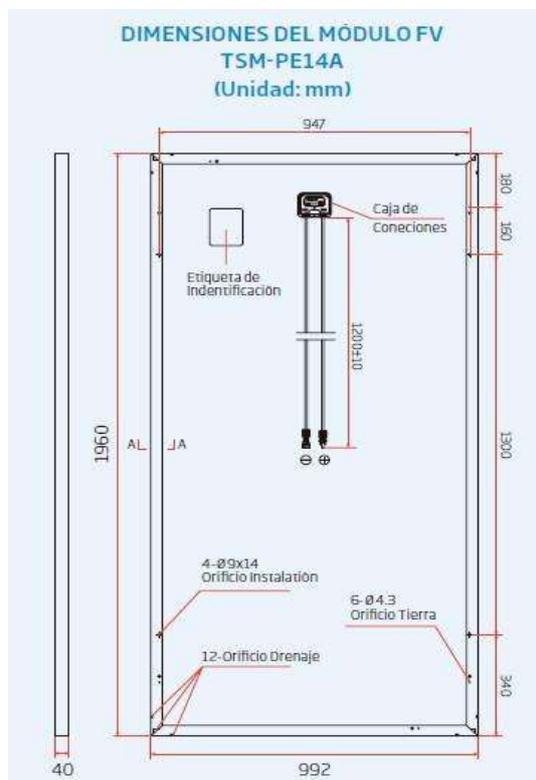


Ilustración 19 Dimensiones del panel fotovoltaico (TSM-PE14A)

CARACTERÍSTICAS:

Estos módulos cumplen la especificación IEC 61215 de la Comisión Europea.



<b>CONDICIONES STC placa TSM 330-PEI 4A</b>			
Potencia máxima (kWp)			330
Tensión para Pmax_1000 (V)			37,4
Intensidad para Pmax_1000 (A)			8,87
Corriente de cc Isc_1000			9,28
Tensión a circuito abierto Vcc_1000			46,3
Temperatura (°C)			25
Variacion de la intensidad con la temperatura Isc_alfa(%/°C)			
Variacion de la tension con la temperatura V0c_beta(%/°C)			-0,31
TONC (°C)			45
Tensión máxima a Pmáx			1600
Longitud de placa (m)			1,96
Alchura de placa (m)			0,92
Superficie de placa (m2)			1,8032
Eficiencia			17

**ESTUDIO DEL PANEL EN LA PLANTA FV**

Las condiciones de funcionamiento real van a diferir de las condiciones de ensayo del panel por el fabricante (STC), cuyas características son las siguientes:

**Condiciones generales STC y TONC:**

<b>CONDICIONES STC</b>			
Irradiancia, 1000W/m2			1000
Temperatura de la célula 25°C_STC			25
AM 1,5G			1,5
<b>CONDICIONES TONC</b>			
Irradiancia,800W/m2			800
Temperatura de la celula (°C)			45
Temperatura ambiente (°C)			20
AM 1,5G			1,5
Velocidad viento (m/s)			1

*Ilustración 20 condiciones STC del panel*



## A.- FUNCIONAMIENTO DE LA PLACA FV EN CONDICIONES TONC:

1.- En las condiciones TONC, la irradiancia toma el valor 800 W/m<sup>2</sup>, que tiene como efecto una disminución proporcional de la corriente de cortocircuito ICC generada por el panel.

$$I_{cc_{800}} / m^2 = \frac{800 * I_{cc}}{1000}$$

*Nota: La reducción de irradiancia no afecta a la tensión de circuito abierto (Voc).*

2.- En las condiciones TONC, la temperatura ambiente es de 20°C, que provoca una temperatura de célula T\_TONC, distinta a las condiciones STC. Podemos **calcular la corriente de cortocircuito en condiciones TONC** (I<sub>cc\_TONC</sub>), teniendo en cuenta la variación por irradiancia de 800W/m<sup>2</sup>, la tensión de circuito abierto Voc\_TONC y el incremento de temperatura de la célula:

$$\Delta t = T_{TONC} - T_{amb}$$

$$I_{cc_{TONC}} = I_{cc_{800,T20}} + [I_{cc_{800,T20}} * I_{sc}(\alpha) * \Delta t]$$

$$V_{cc_{TONC}} = V_{oc_{1000}} + [V_{oc_{1000}} * V_{oc}(\beta) * \Delta t]$$

Una vez calculados los valores I<sub>cc\_TONC</sub> y V<sub>cc\_TONC</sub>, **determinamos los valores de tensión y corriente para el punto de máxima potencia en condiciones TONC**, que resultan:

$$I_{mp_{TONC}} = I_{cc_{800,T20}} * \left( \frac{I_{mp_{1000}}}{I_{cc_{1000}}} \right)_{STC}$$

$$V_{mp_{TONC}} = V_{cc_{800,T20}} * \left( \frac{V_{mp_{1000}}}{V_{cc_{1000}}} \right)_{STC}$$

Con ello, calculamos la potencia nominal del panel en condiciones TONC, como:

$$P_{n_{TONC}} = V_{mp_{TONC}} * I_{mp_{TONC}}$$

Para la célula elegida **TSM 330 PEI4A** resulta:



$$I_{CC_{800,TONC}} = \frac{800 * I_{CC}}{1000} = \frac{800 * 9,28}{1000} = 7,432 A$$
$$\Delta t = T_{TONC} - T_{amb} = 45 - 20 = 25 \text{ } ^\circ C$$

Calculamos la intensidad TONC de cortocircuito:

$$I_{CC_{TONC}} = I_{CC_{800,T20}} + [I_{CC_{800,T20}} * I_{SC}(\alpha) * \Delta t] = 7,432 + [7,432 * 0,04/100 * 25]$$
$$= 7,69 A$$

Calculamos la tensión TONC a circuito abierto (que es la misma en condiciones TONC y STC):

$$V_{oc}(\beta) = -0,31\%$$

$$V_{oc_{TONC_{800}}} = V_{oc_{800}} + [V_{oc_{800}} * V_{oc}(\beta) * \Delta t] = 46,3 + \left[46,3 * \frac{0,31}{100} * 25\right] = 44,9 V$$

Calculamos los valores de intensidad y tensión TONC en el punto de máxima potencia:

$$I_{mp_{TONC}} = I_{CC_{800,T20}} * \left(\frac{I_{mp_{1000}}}{I_{CC_{1000}}}\right)_{STC} = 7,69 * \left(\frac{8,87}{9,28}\right) = 7,35 A$$

$$V_{mp_{TONC}} = V_{CC_{800,T20}} * \left(\frac{V_{mp_{1000}}}{V_{CC_{1000}}}\right)_{STC} = 44,9 * \left(\frac{37,4}{46,3}\right) = 36,27 V$$

Con ello podemos calcular la potencia nominal del panel en condiciones TONC que será:

$$P_{n_{TONC}} = V_{mp_{TONC}} * I_{mp_{TONC}} = 7,35 * 36,27 = 266,58 W$$

## B.- ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DEL PANEL FV EN OTRAS CONDICIONES DE TRABAJO

Vamos a analizar el funcionamiento del panel en las condiciones de invierno de baja irradiancia y mínima temperatura y las condiciones de verano, de máxima irradiancia y máxima temperatura ya que los valores obtenidos van a condicionar el inversor de la instalación.



Para ello, hacemos un análisis de los datos ofrecidos en condiciones TONC por el fabricante, obteniendo el incremento de temperatura en célula para una temperatura ambiente de 20°C a una irradiancia a 800 W/m<sup>2</sup>.

$$\Delta t_{panel,800,t20} = T_{panel} - T_{ambTONC} = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Siendo  $T_{panel}$  la temperatura de del panel en condiciones TONC, dato aportado por el fabricante.

Con este dato, puesto que la variación de temperatura en célula respecto a la temperatura ambiente es directamente proporcional a la irradiancia sobre el panel, ya podemos determinar qué incremento de temperatura corresponde a una irradiancia  $G$  determinada:

$$\Delta t_{panel(G)} = \frac{\Delta t_{panel(800)} * G}{800}$$

Si ahora sumamos el incremento calculado a la temperatura ambiente obtenemos la temperatura de célula para estas nuevas condiciones.

$$\Delta t_{panel(G,t)} = \Delta t_{panel(G)} + t_{amb}$$

A partir de aquí podemos determinar la curva de funcionamiento del panel para estas condiciones de trabajo.

Para la célula **TSM 330 PEI4A** elegida, resulta:

Condición de verano (temperatura ambiente de 45°C e irradiancia de 1000W/m<sup>2</sup>)

Teniendo en cuenta que en condiciones TONC (=45), una temperatura ambiente de 20°C origina una temperatura de célula de 45 °C a 800 W/m<sup>2</sup>, la temperatura ambiente de 45 °C con una irradiancia de 1.000 W/m<sup>2</sup>, provocará la siguiente temperatura de panel,  $T_{panel}$ :

$$\Delta t_{panel,800,t20} = T_{panel} - T_{ambTONC} = 45 - 20 = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{panel(G)} = \frac{\Delta t_{panel(800)} * G}{800} = \frac{25 * 1000}{800} = 31,25 \text{ } ^\circ\text{C}$$



$$T_{panel,1000,t45} = T_{panel,1000,t45} + T_{amb} = 31,25 + 45 = 76,25 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Calculamos la intensidad de cortocircuito a esta temperatura del panel:

$$\alpha = 0,04\%/^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{panel,1000,t4} = T_{panel} - T_{ambSTC} = 76,25 - 25 = 51,25 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$I_{cc_{1000,t45}} = I_{cc_{1000}} + [I_{cc_{1000}} * I_{sc}(\alpha) * \Delta t] = 9,28 + [9,28 * 0,04/100 * 51,25] \\ = 9,45 \text{ A}$$

Calculamos la tensión de vacío a esta temperatura:

$$V_{oc}(\beta) = -0,31\%$$

$$V_{oc_{1000,t4}} = V_{oc_{1000}} + [V_{oc_{1000}} * V_{oc}(\beta) * \Delta t] = 46,3 + \left[46,3 * \left(-\frac{0,30}{100}\right) * 51,25\right] \\ = 39,12 \text{ V}$$

Calculamos, los valores de intensidad y tensión en el punto de máxima potencia:

$$I_{mp_{1000,t4}} = I_{cc_{1000,t45}} * \left(\frac{I_{mp_{1000}}}{I_{cc_{1000}}}\right)_{STC} = 9,45 * \left(\frac{8,87}{9,28}\right) = 9,03 \text{ A}$$

$$V_{mp_{1000,t45}} = V_{cc_{1000,t4}} * \left(\frac{V_{mp_{1000}}}{V_{cc_{1000}}}\right)_{STC} = 39,12 * \left(\frac{37,4}{46,3}\right) = 31,6 \text{ V}$$

Con ello podemos determinar la potencia nominal del panel en condiciones temperatura ambiente de 45°C y una irradiancia de valor máximo, es decir, 1000W/m<sup>2</sup>, será:

$$P_{n_{1000,t45}} = V_{mp_{1000,t45}} * I_{mp_{1000,t45}} = 9,03 * 31,6 = \mathbf{285,35 \text{ W}}$$

Condición de invierno (temperatura ambiente de -5°C e irradiancia de 200W/m<sup>2</sup>).

La intensidad de cortocircuito para una irradiancia de 200 W/m<sup>2</sup>, I<sub>cc</sub>1000, será la I<sub>cc</sub> en condiciones STC, dada por el fabricante:



$$I_{CC200} = I_{CC1000,STC} * \left( \frac{G_{200}}{1000} \right)_{STC} = 9,28 * \left( \frac{200}{1000} \right) = 1,856 A$$

Como en las condiciones TONC, una temperatura ambiente de 20°C origina una temperatura de célula de 45 °C a 800 W/m<sup>2</sup>, la temperatura ambiente de -5 °C con una irradiancia de 200 W/m<sup>2</sup>, provocará la siguiente temperatura en el panel:

$$\Delta t_{panel,800,t20} = T_{panel} - T_{ambTONC} = 45 - 20 = 25 \text{ } ^\circ C$$

$$\Delta t_{panel,200,t-5} = \Delta t_{panel,800,t2} * \frac{G}{800} = 25 * \left( \frac{200}{800} \right) = 6,25 \text{ } ^\circ C$$

$$T_{panel,200,t-5} = \Delta t_{panel,200,t-5} - 5 = 6,25 - 5 = 1,25 \text{ } ^\circ C$$

Calculamos la intensidad de cortocircuito a esta temperatura del panel:

$$\alpha = 0,04\%/^\circ C$$

$$\Delta t_{panel,200,t-5} = T_{panel,200,t-5} - T_{ambSTC} = 1,25 - 25 = -23,75 \text{ } ^\circ C$$

$$I_{CC200,t-5} = I_{CC200} + [I_{CC1000} * I_{CC}(\alpha) * \Delta t] = 1,856 + [1,856 * 0,04/100 * -23,75] = 1,845 A$$

La tensión de vacío a esta temperatura es:

$$V_{oc}(\beta) = -0,31\%$$

$$V_{oc200,t-5} = V_{oc200} + [V_{oc200} * V_{oc}(\beta) * \Delta t] = 46,3 + \left[ 46,3 * \left( -\frac{0,30}{100} \right) * -23,75 \right] = 49,6 V$$

Determinamos los valores de intensidad y tensión en el punto de máxima potencia:

$$I_{mp200,t-5} = I_{CC200,t-5} * \left( \frac{I_{mp1000}}{I_{CC1000}} \right)_{STC} = 1,845 * \left( \frac{8,87}{9,28} \right) = 1,76 A$$

$$V_{mp200,t-5} = V_{CC200,t-5} * \left( \frac{V_{mp1000}}{V_{CC1000}} \right)_{STC} = 49,6 * \left( \frac{37,4}{46,3} \right) = 40,06 V$$



Con ello podemos determinar la potencia nominal del panel en condiciones temperatura ambiente de  $-5^{\circ}\text{C}$  y una irradiancia de valor mínimo, es decir,  $200\text{W}/\text{m}^2$ , será:

$$Pn_{200,t-5} = Vmp_{200,t-5} * Imp_{200,t-5} = 1,76 * 40,06 = \mathbf{70,51 W}$$

### 3.- ELECCIÓN Y ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DEL INVERSOR EN LA PLANTA FV.

La elección del inversor de puesta red se realiza en función de la potencia pico generada por la planta FV, para, en función de esta decisión, diseñar la conexión serie-paralelo del campo solar.

Para no sobredimensionar el inversor innecesariamente, ya que su rendimiento es máximo a partir de una cierta potencia absorbida, disminuyendo apreciablemente cuando la potencia a la entrada del inversor es relativamente pequeña en comparación con la nominal para la que está diseñado.

Una decisión de diseño usada frecuentemente, consiste en usar un factor de corrección de 0,8, correspondiente a una estimación del 80%, para la potencia pico generada por el campo solar, por estimarse que las condiciones para conseguir dicha potencia, condiciones STC, son demasiado optimistas respecto a las condiciones reales de funcionamiento. Se conoce que, de la potencia generada en el campo FV en cc, solamente una parte llega hasta el inversor debido a las pérdidas en cc, situación que refleja el PR, que se adopta un valor empírico de 0,8.

$$P_{INVERSOR} = P_p * PR = (Pp_{panel} \cdot N^{\circ} \text{ paneles}) \cdot PR = 38,649 \text{ MWp} \cdot 0,8 = \mathbf{31,82 MW},$$

#### Elección del inversor MODELO INVERSOR FV

Se selecciona el modelo **INGECON SUN doble Dual inverter Station, 1640TL B630**

Características más destacadas:



	1640TL B630	1665TL B640	1690TL B650	1740TL B670	1800TL B690
<b>Input (DC)</b>					
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	1,620 - 2,128 kWp	1,646 - 2,162 kWp	1,672 - 2,196 kWp	1,723 - 2,263 kWp	1,775 - 2,330 kWp
Voltage Range MPP <sup>(2)</sup>	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V
Maximum voltage <sup>(3)</sup>			1,500 V		
Maximum current			1,850 A		
Nº inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
<b>Input protections</b>					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections:	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				

Ilustración 21 Características inversor utilizado (1800TL B690)

Ahora, y en función del rango de tensiones que ofrezca el inversor (VMin\_Inversor - VMax\_Inversor), **determinamos el número mínimo y máximo de paneles en conexión paralelo y serie que podemos conectar**. Para ello, puesto que las tensiones en esta conexión se suman, realizamos el siguiente análisis:

**PASO 1.** Número mínimo de paneles en paralelo, tomando el número entero superior:

$$Np_{min} = \frac{V_{minINVERSOR}}{V_{minPLACA}}$$

**PASO 2.** Número máximo de paneles en paralelo, tomando el número entero inferior:

$$Np_{max} = \frac{V_{máxINVERSOR}}{V_{máxPLACA}}$$

**PASO 3:** Número máximo de series de paneles, Ns, podemos conectar en paralelo sin superar el número máximo de paneles, NPMax, calculado para la superficie disponible en la instalación (se elige el entero inferior):

$$Numseries\ en\ // = \frac{NP_{MÁX}}{Np_{serie}}$$

**PASO 4:** Verificación que la corriente generada en el campo FV, I\_campo, en función de está por debajo de la corriente de entrada máxima del inversor



$$I_{\text{campo}} // = \text{Numseries en } // * I_{\text{máx}} \left(1000 \frac{W}{m^2}, 45^\circ C\right)$$

**Nota:** Si esta  $I_{\text{campo}}$  fuese superior la admitida por el inversor, se debería bajar el número de series en paralelo, perdiendo potencia y rentabilidad, o cambiar de inversor y repetir el proceso de selección.

### Aplicación al MODELO **INGECON SUN doble Dual inverter Station 1800TL B690:**

Datos del parque FV:

- o Numero de paneles: 117.120
- o Potencia del inversor:

$$P_{INV} = N_{\text{paneles}} * P_{\text{pico}_{\text{panel}}} * 0,8 = 30,92 \text{ MW}$$

### DISEÑAMOS LA CONEXIÓN SERIE Y PARALELO DEL CAMPO SOLAR:

**PASO 1.** Número mínimo de paneles en **serie**, tomando el número entero superior:

$$Np_{\text{mín}} = \frac{V_{\text{mín}INVERTOR}}{V_{\text{mín}PLACA}} = \frac{994}{39,12} = 25,41 \sim 26 \text{ placas}$$

*Nota:* Como hemos visto en el análisis se corresponde con la condición de verano.

**PASO 2.** Número máximo de paneles en **serie**, tomando el número entero inferior:

$$Np_{\text{máx}} = \frac{V_{\text{máx}INVERTOR}}{V_{\text{máx}PLACA}} = \frac{1300}{49,6} = 26,21 \sim 26 \text{ placas}$$

*Nota:* Como hemos visto en el análisis se corresponde con la condición de invierno.

Las tensiones obtenidas serán:

$$V_{\text{mín campo}} = V_{\text{mín}} * Nps = 39,12 * 26 = 1017,12 \text{ V} > 994 \text{ V cumple}$$

$$V_{\text{máx campo}} = V_{\text{máx}} * Nps = 49,6 * 26 = 1289,6 \text{ V} < 1300 \text{ cumple}$$

**PASO 3:** Número máximo de series de paneles,  $N_s$ , podemos conectar en paralelo sin superar el número máximo de paneles,  $N_{PMax}$ , calculado para la superficie disponible en la instalación (se elige el entero inferior):



$$\text{Numseries en //} = \frac{NP_{M\acute{A}X}}{\frac{Np}{serie}} = \frac{7060}{26} = 272$$

**PASO 4:** Verificación que la corriente generada en el campo FV,  $I_{campo}$ , en función de está por debajo de la corriente de entrada máxima del inversor. Con esta configuración, y recordando que la corriente máxima del panel TSM 330 PEI4A, es de 9,45 A (ver el cálculo en la condición de verano), la corriente generada por el campo,  $I_{campo}$ , será:

$$I_{campo} // = \text{Numseries en //} * I_{m\acute{a}x} \left( \frac{1000 \frac{W}{m^2}}{45^\circ C} \right) = 272 * 9,45 = 2570,4$$

> 1850 A NO CUMPLE

Luego tendremos que reducir el número de series en paralelo del inversor a:

$$\text{Numseries en //} = \frac{NP_{M\acute{A}X}}{\frac{Np}{serie}} = \frac{1.850}{9,45} = 195,76 \sim 195 \text{ series}$$

### LÍNEA DE cc UNIÓN DE LAS 2 SERIES DE UN TRACKER

Las dos líneas de cc se llevan a un Cuadro de Nivel 1, donde son conectadas a sus barras.

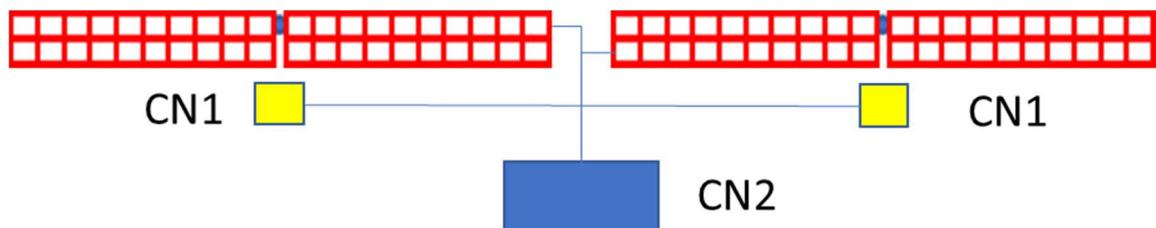


Ilustración 22 Detalle de TRACKER (26 placas) y cuadros de nivel 1 (CN1) a cuadros de nivel 2 (CN2)

Cada uno de los cuadros de corriente continua de Nivel 1, es conectado a cuadros de Nivel 2, incorporando a éste tantos cuadros anteriores de Nivel 1 como permita la capacidad de la línea. A partir de ahí, se dispone nueva sublínea de cc hasta conectar todos los tracker correspondientes a una PS.

Se pueden observar las líneas subterráneas de BT en cc, tratando de reducir las distancias de las líneas, , quedan para LSc01 a LSc09, para cada inversor (**1800TL B690**):

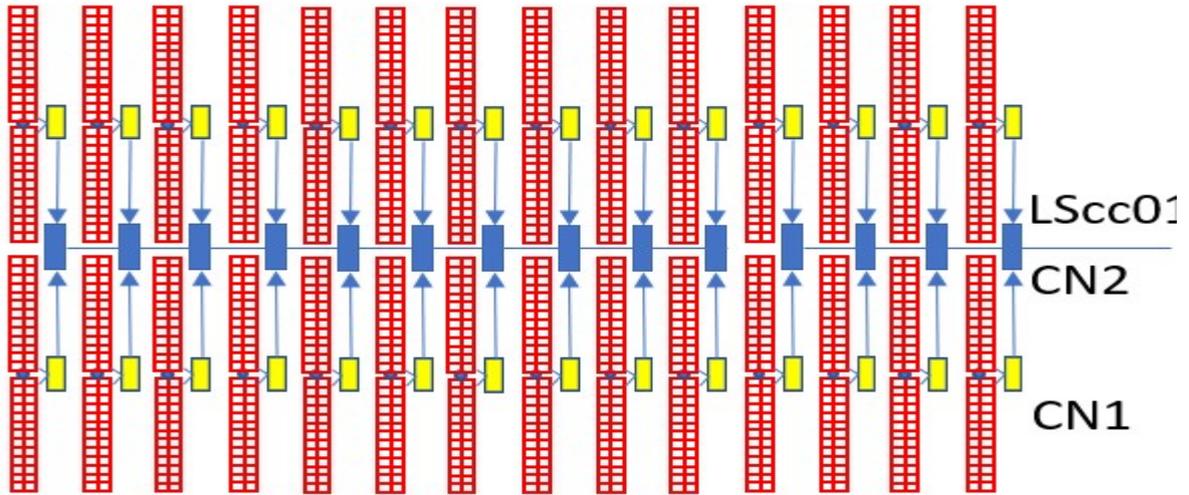


Ilustración 23 Línea LScc1 de 960,96 kWp (56 tracker)



Ilustración 24 Distribución de planta FV con los PS y ST "GENERACIÓN"



## 8.3 INSTALACIONES ELÉCTRICAS

### 8.3.1 Conductores

#### CABLEADOS

Los cableados se realizan, tratando de minimizar las longitudes y secciones del cable y conducciones. Las secciones se determinan según las normas IEC 60502-2 e IEC 60634-5-52.

Para calcular la sección del cable se considera la la intensidad máxima admisible, intensidad de cortocircuito, caída de tensión y pérdidas de potencia.

Se considera una caída de tensión máxima de 0,5 % para los cables de MT y 1,5% para los cables de corriente continua.

La instalación es a 900V y se utilizará cableado de 1500V.

Sección	Conductor	Aislante	Tipo de instalación
<b>Stings a combiner BOX (CN1)</b>			
4 mm <sup>2</sup>	Cu	XLPE	Sujeto a estructura
<b>CN2 a inversor</b>			
240 mm <sup>2</sup>	Cu	XLPE	Atarjea
<b>Inversor a trafo</b>			
300 mm <sup>2</sup>	Cu	XLPE	Bandeja
<b>Trafo a C. SECCIONAMIENTO.</b>			
240 mm <sup>2</sup>	Al	XLPE	Atarjea

*Ilustración 25 Cableado eléctrico planta FV*

#### TIERRA

En este punto, cabe destacar, que se van a realizar dos tomas de tierra, que irán a una tierra única que unirán las POWER STATION y a través de la malla del conductor de evacuación de la energía FV, se unirán con la ST "GENERACIÓN".

Seguidores.- El cable principal de puesta a tierra en los generadores tendrá una sección de **16 mm<sup>2</sup>** y será de cobre aislado (ITC-BT-18).

Canalizaciones.- Se instalará un conductor principal de tierra desde la toma de tierra hasta el cuadro de protección, que alimentará los cables de protección que se conectarán a la toma de tierra del inversor. Este cable tendrá una sección de **35 mm<sup>2</sup>**.



## 8.3.2 Conexiones

### 8.3.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS A CUADROS DE NIVEL 1 (CN1)

Los módulos fotovoltaicos están conectados entre sí en series de 30 módulos ("string"). Estos strings se agruparán en cuadros de continua de nivel 1 (en adelante CN1).

Como la potencia de cada string de nivel 1 es:

$$P_{N1} = P_{panel} * \frac{N^{\circ} \text{ paneles}}{\text{tracker}} = 2 * 0,330 * 26 = 17,16 \text{ kW}$$



*Ilustración 26 Detalle de cuadro CN1*

Los CN1 disponen de protecciones: fusibles de 12A, seccionador manual de corte de corriente continua 160A y descargador de tensiones.

El tramo comprendido de módulos a CN1 se realizará con cable unipolar de 6mm<sup>2</sup>, de 10mm<sup>2</sup>, y de 16mm<sup>2</sup>, ZZ-F (PV1-F) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC, según la distancia, y discurrirá por el propio seguidor.

Los CN1 se nombrarán con dos códigos, los dos primeros indican el centro de transformación al que pertenecen, y el segundo, el cuadro de nivel 1. Por ejemplo, CN1-01-15. Este cuadro de nivel 1 pertenece al centro de transformación 1 y es el cuadro número 15.



## CUADROS DE NIVEL 1 A CUADROS DE NIVEL 2 (CN2)

Los CN1 se agruparán en cuadros de continua de nivel 2 (en adelante CN2). Estos CN2 son cuadros de agrupación, con dos entradas y una salida, y agruparán dos CN1.

Los CN2 disponen de protecciones: fusibles 160A y seccionadores manual de corte de corriente continua de 160A para las líneas procedentes de cada CN1.



*Ilustración 27 Detalle de cuadro CN2*

El tramo comprendido de CN1 a CN2 se realizará con cable de aluminio para corriente continua en tubo por canalización subterránea.

En el tramo comprendido entre CN1 y CN2 se realizará con cable de aluminio del tipo XZ1 Al 1,8 kV CC, 0,6-1 kV CA de secciones de 70 ó 95 mm<sup>2</sup> según distancias.



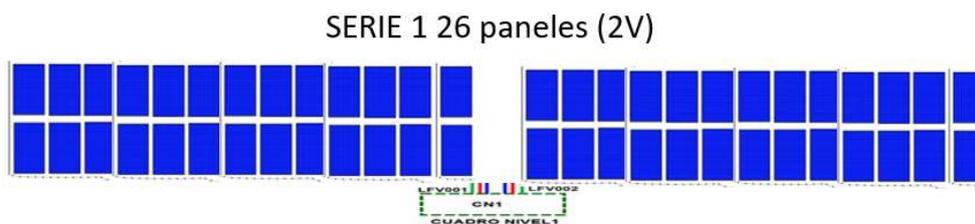
## CUADROS DE NIVEL 2 A INVERSOR

En el tramo comprendido el CN2 y el inversor se realizará con cable de aluminio del tipo **XZ1 Al 1,8 kV CC, 0,6-1 kV CA** <sup>L SEP</sup> de sección de **240 mm<sup>2</sup>**.

### 8.3.2.2 INTERCONEXIÓN DE MÓDULOS

La interconexión de los módulos se realiza con cable unipolar de 1 x 4 mm<sup>2</sup>, tipo multicontact para intemperie y con resistencia a la insolación, a los conductores de protección que se conectarán a cada uno de los bloques de módulos.

Las dos líneas de cc se llevan a un Cuadro de Nivel 1, donde son conectadas a sus barras, según el esquema siguiente:



*Ilustración 28 Detalle conexión de cuadro CN1*

Todos los cuadros de Nivel 1, se van a conectar a cuadros de Nivel 2, incorporando a éste tantos cuadros anteriores de Nivel 1 como permita la capacidad de la línea. A partir de ahí, se dispone nueva sublínea de cc hasta conectar todos los tracker correspondientes a una PS. MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización del parque, SCADA, recogerá las variables más relevantes de la instalación con el objetivo de realizar el seguimiento y vigilancia del funcionamiento de la planta solar.

Se recogerán los siguientes datos:

- Datos climáticos
- Radiación en plano generador
- Radiación en posición fija
- Velocidad viento



- Temperatura ambiente
- Temperatura módulo
- Seguidor
- Corriente string
- Tensión string
- Alarmas y posicionamiento
- Inversor:
  - Corriente de cada entrada de CN2 a inversor
  - Tensión entrada DC
  - Datos eléctricos AC (tensión, corriente, energía, factor de potencia...)
  - Estado y alarmas
- Subestación:
  - Contador energía

### **POWER STATION, PS**

Recibe las LSBTcc y las conduce a los inversores. Una vez transformada la cc en ca 398/690 V en los inversores, es elevada la tensión hasta 30 KV mediante un transformador. De la PS salen las líneas subterráneas a alta tensión (3ª categoría) a 30 kV.

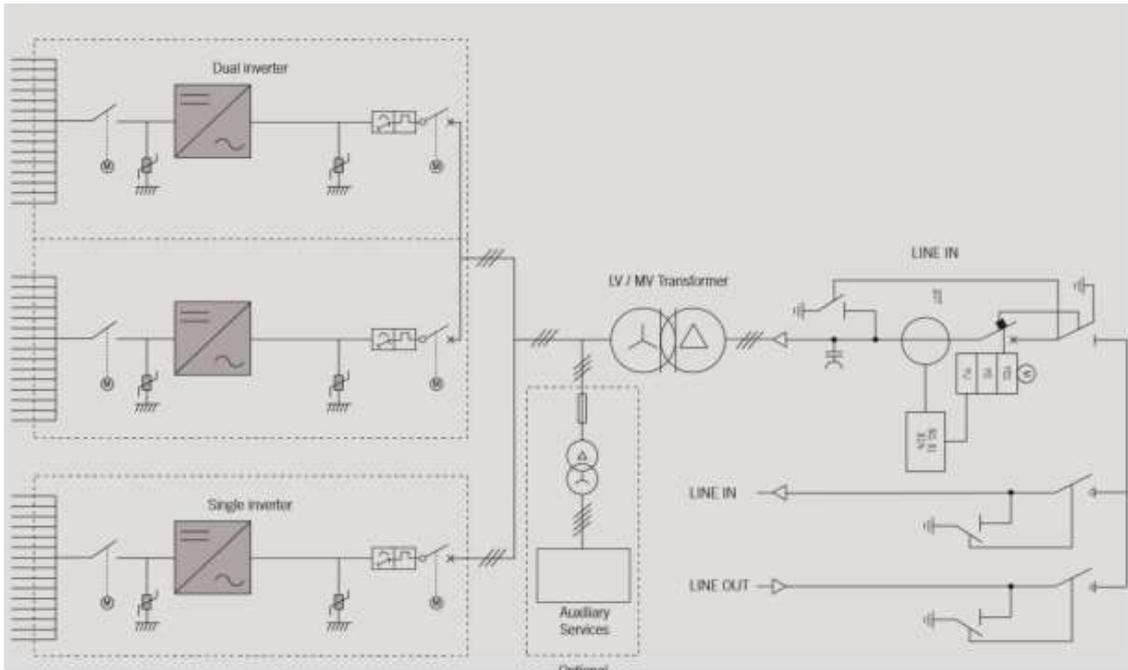


Ilustración 29 Esquema de POWER STATION (PS1 a PS6 con 3 inversores)

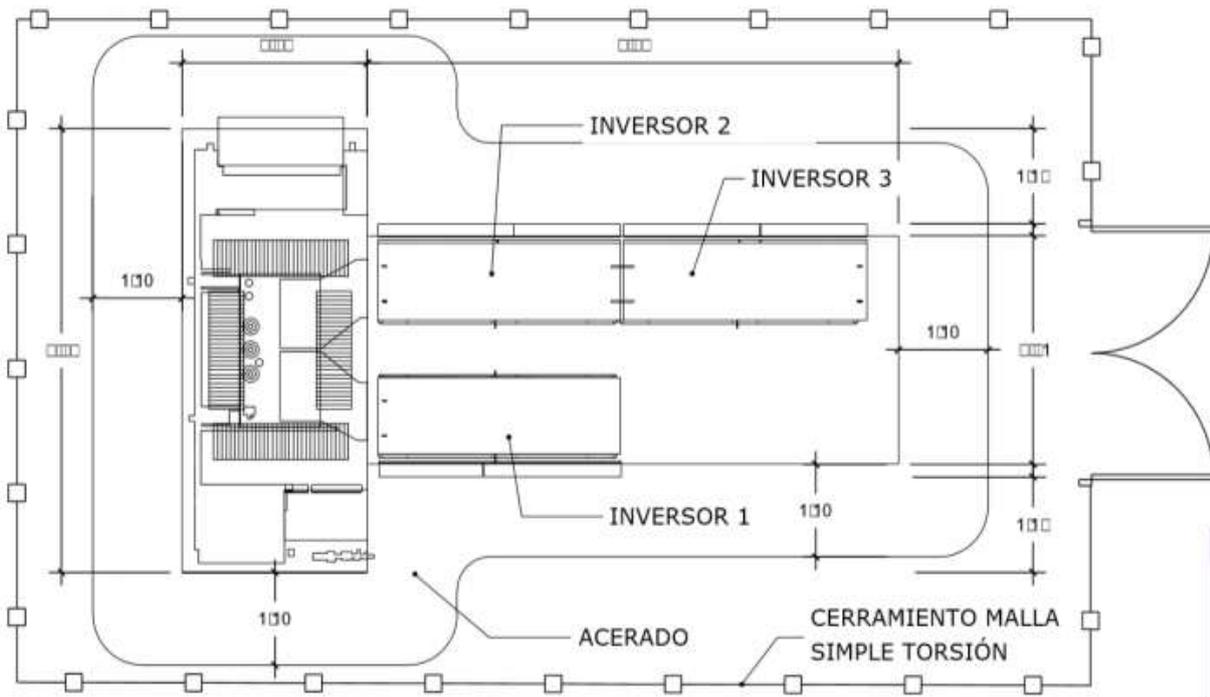


Ilustración 30 cerramiento de POWER STATION (PS1 a PS6)

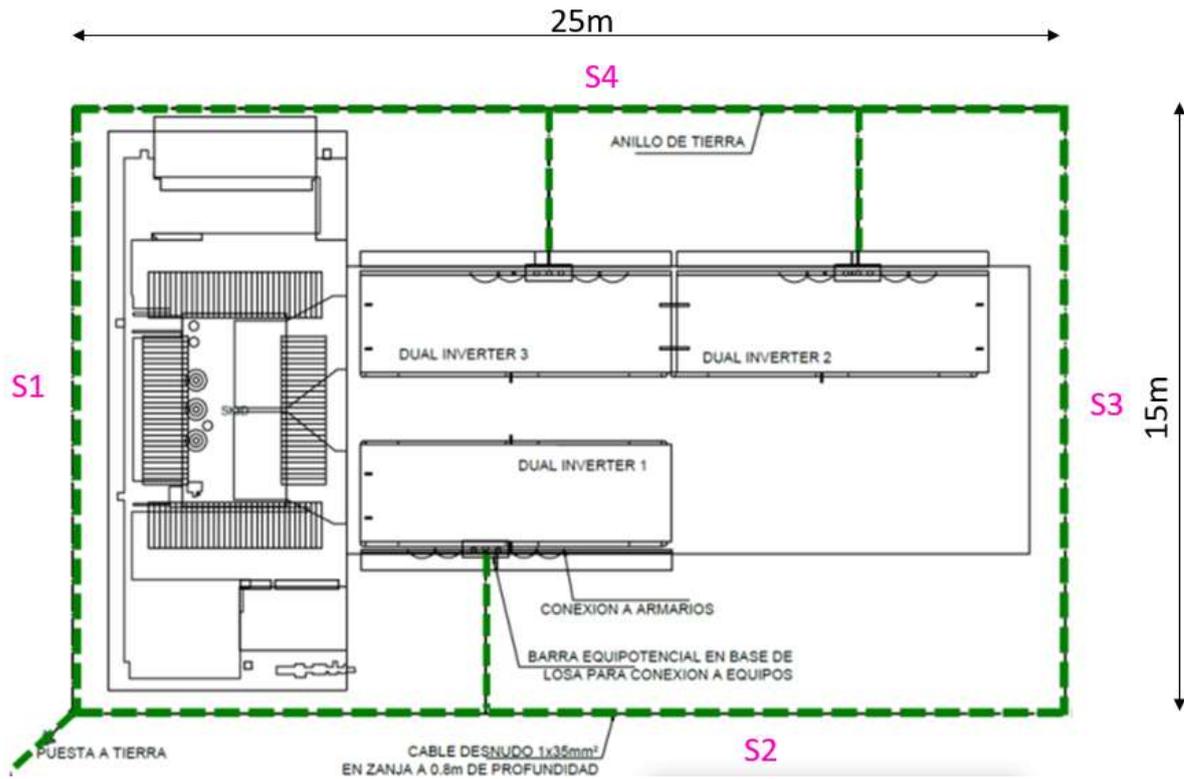


Ilustración 31 Detalle del anillo de PaT de POWER STATION (PS1 a PS6)

La potencia recibida del Huerto Solar pasa al CGBT de la PS.

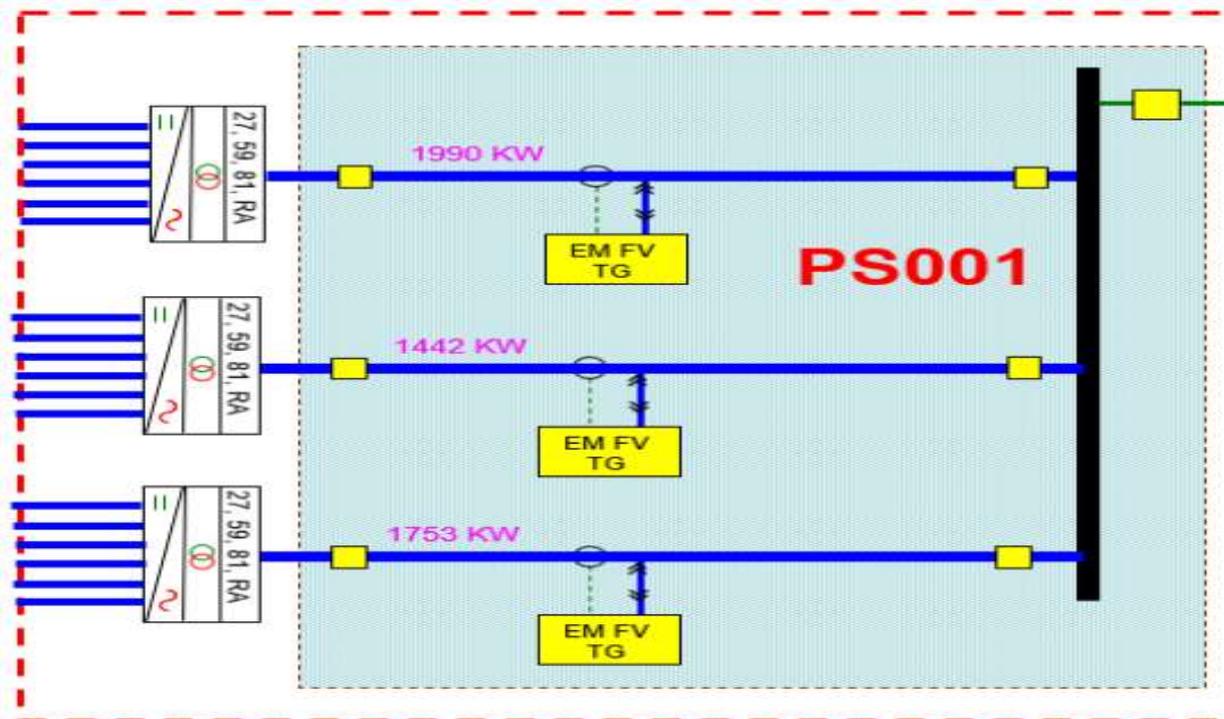


Ilustración 32 Esquema de equipos de medida en POWER STATION (PS1 a PS6)



Los elementos que componen las PS, son:

- Edificio de la PS
- Inversor FV
- CGBT equipado con Sistemas de teled medida, de telegestión monitorización y SS AA.
- Circuitos de potencia en BT 230/400 V en el interior de la PS.
- Compensador Activo de Armónicos.
- Transformador de Potencia BT/MT 30 KV.
- Celda de potencia con interruptor o fusible en MT 30 KV.
- Línea de potencia en MT 30 KV entre celdas interiores de las PS y hasta Edificio Eléctrico
- Canalización para 30 KV

## INVERSOR FV

Se selecciona el modelo **INGECON MSK17**, hasta 4.920 MVAs.

Características más destacadas:



Medium voltage inverter station, customized up to 6.55 MVA

	MSK17 - Dual Inverter	MSK17 - Single + Dual Inverter	MSK17 - Double Dual Inverter
Number of inverters	2	3	4
Rated power @50 °C / 122 °F	2,946 kVA	4,419 kVA	5,892 kVA
Max. power @30 °C / 86 °F	3,280 kVA	4,920 kVA	6,550 kVA
Skid Size	5,200 x 2,100 mm / 17 x 7 ft	5,200 x 2,100 mm / 17 x 7 ft	5,200 x 2,100 mm / 17 x 7 ft
Max. estimated skid weight (without inverters)	12 tons	16 tons	21 tons
Voltage class	24 - 36 kV	24 - 36 kV	24 - 36 kV
Installation altitude <sup>(1)</sup>	Up to 4,500 m (14,765 ft)	Up to 4,500 m (14,765 ft)	Up to 4,500 m (14,765 ft)
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C / -4 °F to +131 °F	-20 °C to +55 °C / -4 °F to +131 °F	-20 °C to +55 °C / -4 °F to +131 °F

Ilustración 33 Características del inversor utilizado MSK17 (3 inversores por POWER STATION)

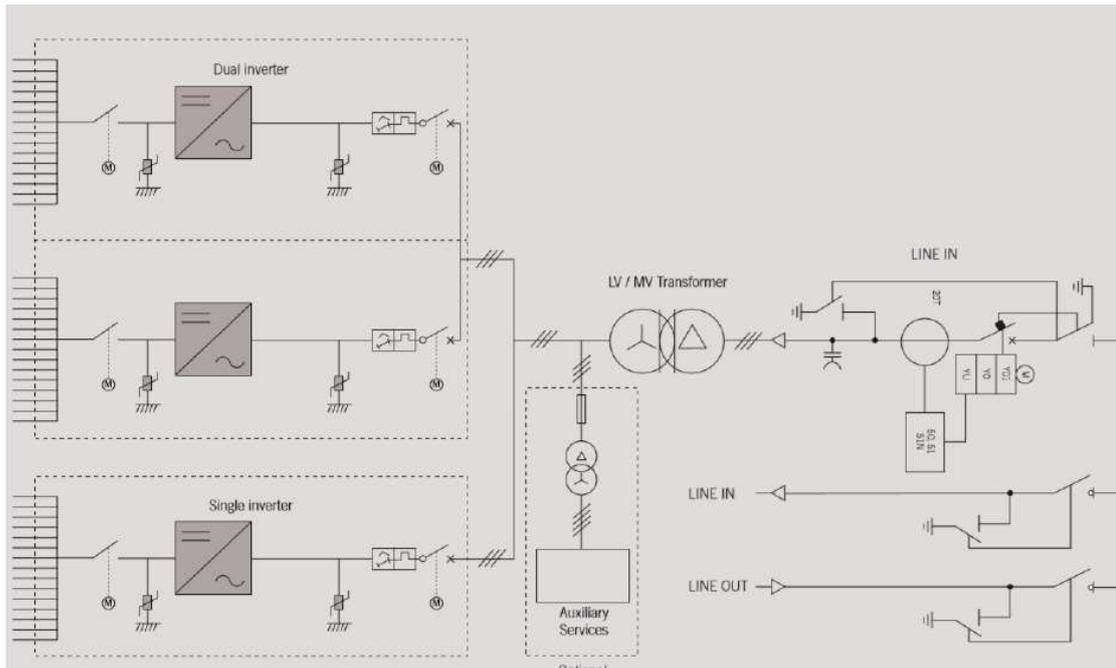


Ilustración 34 Detalle de POWER STATION (PS) con 3 inversores

La POWER STATION, puede estar vallada según se indica en la figura, en el caso que la planta FV no se encuentre vallada perimetralmente.

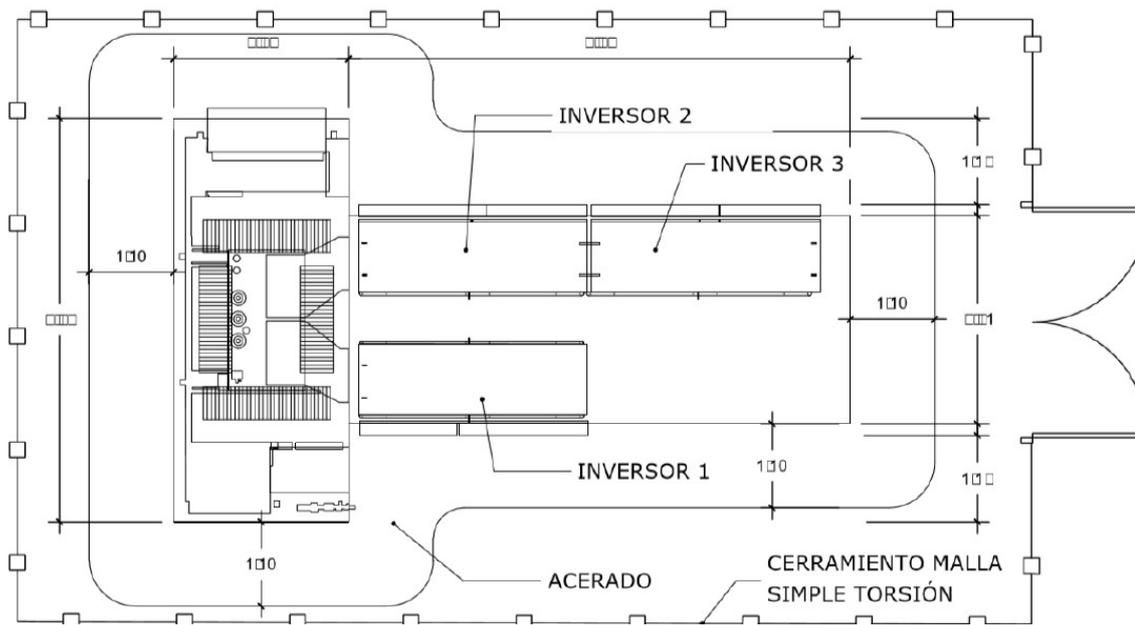
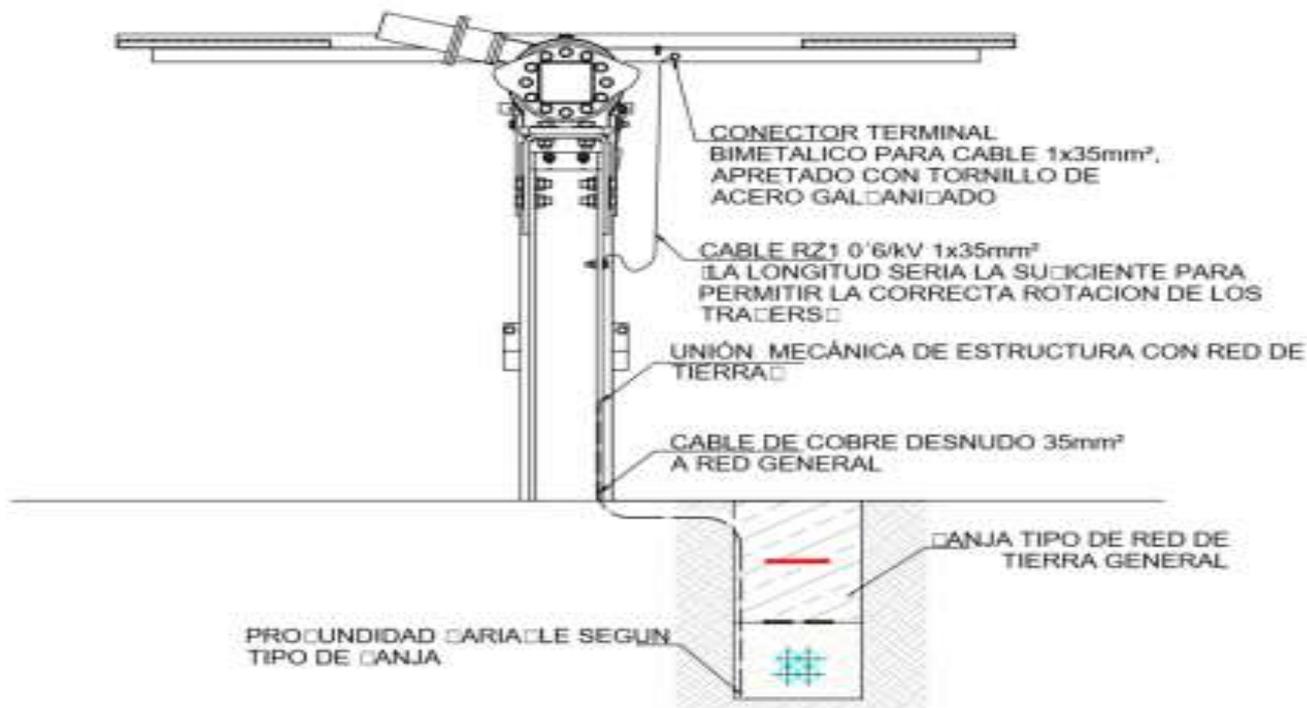


Ilustración 35 Detalle del cerramiento de la POWER STATION (PS)



### 8.3.2.3 - SISTEMA GENERAL DE PAT DE LAS INSTALACIONES FV

Las placas tomarán tierra a través de la estructura que las soporta. Las líneas FV: dispondrán de un cable de cobre desnudo que discurrirá con cada una de ellas hasta llegar a la PS donde se unirá a la pat general del mismo. A este cable se irán conectando cada soporte de estructura.



El electrodo de PaT de cada una de las PS será unido a la malla de PaT de la ST 30/220 KV por medio de la línea de tierra que va desde esa PS hasta la ST

Según el "Reglamento de Alta Tensión, RD 337/2014 sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión", se unirán a la malla de tierra, entre otros elementos, la valla metálica de la instalación, todas las puertas metálicas, las tuberías metálicas, etc. Para ello se han dejado previstas las correspondientes derivaciones de cable.

En cada una de las PS también se dejan tramos de cable de longitud suficiente para unir directamente a la malla del mismo, sin conexiones desmontables las puestas a tierra de protección, así como son los neutros de los transformadores, las cuchillas de puesta a tierra y los pararrayos.

Estos últimos, además van unidos a una pica de puesta a tierra para facilitar el drenaje de intensidad al terreno en caso de producirse una descarga. Para la instalación de puesta a tierra de la ST 30/220 KV se ha diseñado una malla metálica, compuesta por conductor de cobre desnudo de 95 mm<sup>2</sup> enterrado en el terreno a una profundidad de 0,8 m, y con una separación media entre los conductores que la forman, que se han calculado de forma que se garantice que en caso de intensidad drenada en el terreno por el hecho de una falta, no se superen en ningún punto de la instalación



las tensiones de paso y de contacto admitidas por el reglamento (ITC-RAT 13).

En todos los puntos de unión entre diferentes conductores de la malla de tierra, se realizará una soldadura aluminotérmica (Cadmelt) que es especialmente resistente a la corrosión y que garantiza una mejor unión de las partes. Rodeando el cerramiento de la subestación, a 1 m de la distancia del mismo, tanto por el interior como por el exterior, se coloca un cable perimetral, unido al resto de la malla de tierra, con objeto de evitar que se produzcan tensiones de contacto superiores a las permitidas, en las cercanías del cerramiento que son los puntos más conflictivos.

Se establece un sistema de puesta a tierra que permita limitar las tensiones de paso y de contacto por debajo de los límites establecidos, anulando el peligro de electrocución del personal que transite tanto en el interior como en el exterior de la subestación y a su vez permita el buen funcionamiento de las protecciones. A modo de resumen, el sistema general de pat de los campos, estará básicamente formado por:

### **CANALIZACIONES DE LÍNEAS DE CORRIENTE CONTINUA Y DE CORRIENTE ALTERNA.**

Todas las líneas de cc correspondientes a cada inversor, discurrirán por una canalización común y cuando sea preciso, por esa misma canalización discurrirán otras, como las de 30 KV,.

Por esta canalización discurrirán tanto las LSBTcc procedentes de la generación FV, como las LSBTca. Consiste en una zanja donde se introduce el tubo de PE que aloja a la LSBT y al cable de tierra. La canalización deberá llevar un tubo por cada LSBT. En estos casos, el ancho de la zanja se acomodará al número de tubos de acuerdo con las figuras que siguen. El tubo se encuentra hormigonado. La zanja se rellena con tierra del lugar. En la parte superior de la zanja, se coloca una placa de señalización de riesgo eléctrico. En la parte superior del tubo soporte de la LSBT se coloca otro tubo para conducto de comunicaciones y alarmas.

Se va a instalar un bucle de cable desnudo de tierra de 35 mm<sup>2</sup> en las zanjas de BT y AT (30 kV).

## **9. CALCULO DE LA MALLA DE TIERRA "ST "GENERACIÓN"**

### **9.1 Cálculo PaT de la malla de la ST "GENERACION"**

#### **Datos iniciales**

La puesta a tierra de la subestación (ST "GENERACIÓN", con la nueva aportación del parque fotovoltaico obliga a recalcular la PaT.

Se ha adoptado el sistema de malla enterrada, que se extenderá 1 m por fuera de la valla exterior para lograr equipotencialidad y estará formada por



conductor de cobre desnudo de  $70 \text{ mm}^2$  y enterrada a una profundidad de 0,8 m con picas de 2 m separadas unos 10 m a lo largo del perímetro de la subestación.

PASO 1: Los datos de partida son:

- Tensión nominal de la subestación 30/220 kV
- Valor de la resistencia del cuerpo humano 1.000 Ohm
- Resistividad media del terreno natural exterior de la valla de  $150 \Omega \times \text{m}$ .
- Resistividad de acera perimetral de hormigón de  $3000 \Omega \times \text{m}$ .
- Resistividad media del terreno de  $150 \Omega \times \text{m}$
- Intensidad de defecto ( $I_o$ ) 5,793 kA.
- Tiempo de despeje de falta 0,1 seg
- Resistividad de la grava superficial 3.000 Ohm x m
- Profundidad de la malla 0,8 m
- Separación media entre conductores 1,0 m
- Longitud de conductores de malla 650 m.
- Longitud de conductores de la malla , lado mayor  $L_x=19\text{m}$
- Longitud de conductores de la malla , lado menor  $L_y=19\text{m}$ .
- Longitud total de la malla ( $n^\circ \times L_x + n^\circ \times L_y$ )= 475 metros.
- Separación media entre conductores de la malla x (de longitud  $L_x$ ) 1,36 m.
- Separación media entre conductores de la malla y (de longitud  $L_y$ ) 2,11 m.
- Espaciado medio entre conductores  $D_m=1,65\text{m}$ .
- Área cubierta por la malla 361 m<sup>2</sup>.

PASO 1: Cálculo de la resistencia de la malla ( $R_g$ ), siguiendo el método IEEE-80, tomando una profundidad de la malla de  $h=0,6$  metros.

*Nota:(Se pueden revisar los cálculos con la HOJA EXCELL Tierra "ST GENERACIÓN" adjunta)*

De acuerdo con la **IEEE Estándar 80-1986**, para una red de tierras con picas, enterrada en un terreno considerado como uniforme a una profundidad superior a 0,25 m e inferior a 2,5 m se aplicará la siguiente expresión para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de la malla de tierra:



$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1+h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] = 150 \left[ \frac{1}{760} + \frac{1}{\sqrt{20*361}} \left( 1 + \frac{1}{1+0,6\sqrt{\frac{20}{361}}} \right) \right] = 3,6956 \Omega$$

Donde:

$\rho$  = Resistividad media del terreno en Ohm x m (150 Ohm x m)

L = Longitud total del conductor enterrado, en m (475 m)

A = Superficie cubierta por la malla en m<sup>2</sup> (361 m<sup>2</sup>)

h = Profundidad de la malla enterrada en m (0,6 m)

Se obtiene una resistencia de malla s/IEEE-80 ( $R_g$ ) = 1,451 Ohm.

### Cálculo de resistencia de puesta a tierra ( $R_e$ )

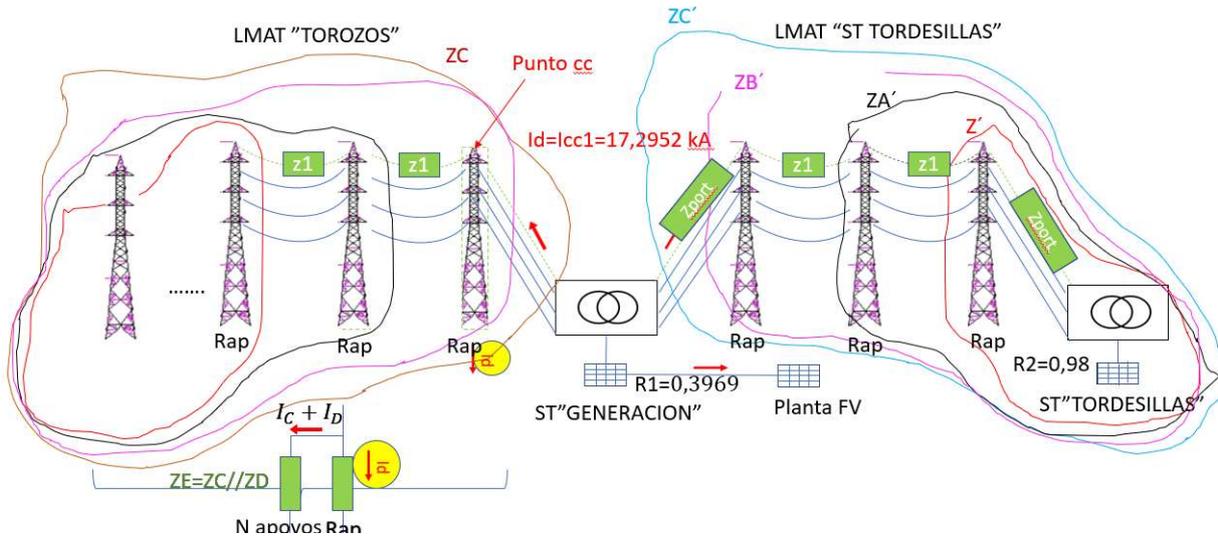
Al estar la malla del conductor puesta a tierra en sus 2 extremos, consideraremos el valor de la resistencia en la puesta a tierra del extremo final de la línea (ZI), como el valor de la resistencia total de la malla en los 0,250 km de la línea ( $2.15 \times 0.36 \Omega/\text{km} = 0.774\Omega$ ), más la resistencia de puesta a tierra en el extremo de la línea ( $2.15 \Omega$ ), con lo que la  $R_e$  será:

$$\frac{1}{R_e} = \frac{1}{R_{\text{línea}}} + \frac{1}{R_g} = 0,3969 \text{ Ohm}$$

### Corriente de puesta a tierra ( $I_g$ )

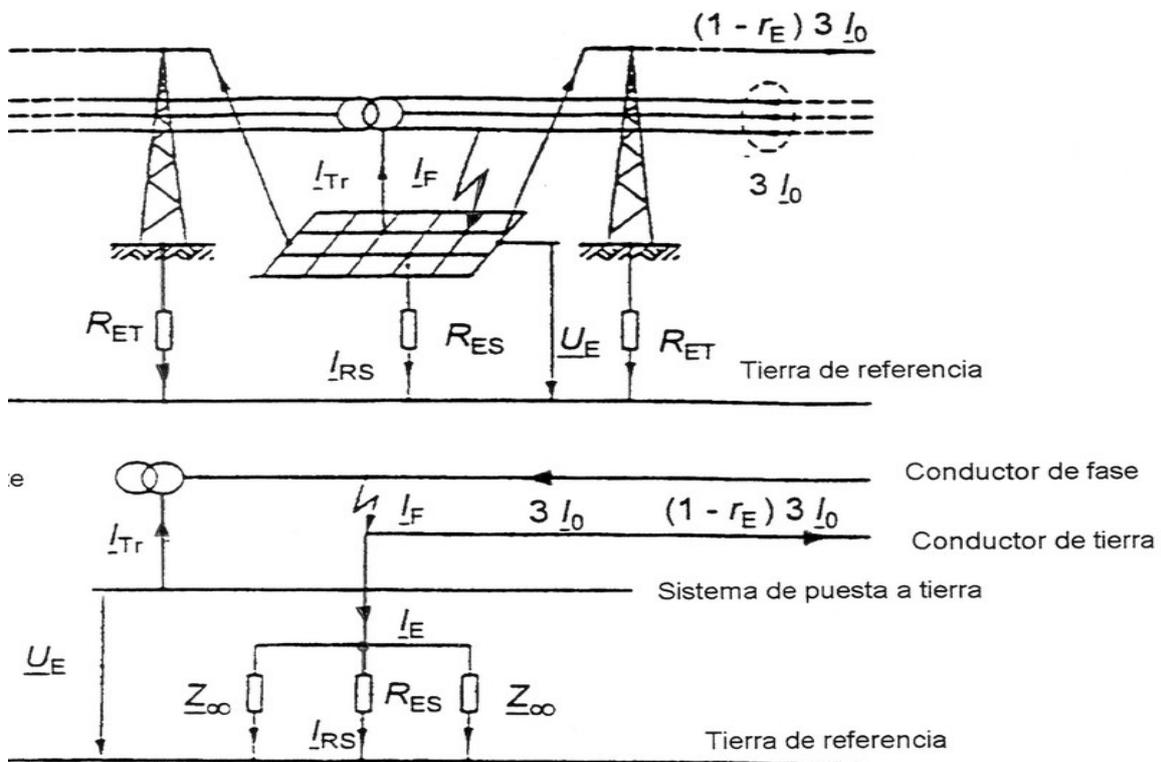
Como la puesta a tierra del neutro es YY, la corriente de falta se reparte a través de los cables de tierra de las líneas aéreas (LMAT "TOROZOS" Y LMAT "ST TORDESILLAS" y de las pantalla del cable subterránea de la PLANTA FV estudiada.

**CASO 1: CORTOCIRCUITO EN LA LMAT "TOROZOS", en las inmediaciones de la ST GENERACIÓN, que tiene un numero N de apoyos.**



A la intensidad de cortocircuito aportada por las línea se le puede aplicar un coeficiente reductor debido a la existencia de la malla del cable subterráneo por la que se irá parte de la intensidad de defecto, procedemos a su determinación.

Tenemos en cuenta que para determinar la corriente de puesta a tierra ( $I_g$ ), en la ST "GENERACIÓN" tenemos dos líneas aéreas " LAMAT "TOROZOS" y la LAMAT" ST TORDESILLAS" y además la línea subterránea LSMT "PARQUE FV", según el esquema (RAT-13 RD 337/2014):





La corriente que se considera para el cálculo de la tensión aplicada de contacto o paso será la corriente de puesta a tierra  $I_E$ , que depende de la corriente de defecto ( $I_F$  en el esquema) y de un factor de reducción  $r$ , siendo:

$$I_F = 3 \cdot I_O + I_{TR}$$

$$I_E = r (I_F - I_{TR}) = r \cdot 3I_O$$

$$U_E = I_E \cdot Z_E$$

$$I_{K1} = 3 \cdot I_O = \frac{3 \cdot V}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{3 \cdot \frac{U}{\sqrt{3}}}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{U \cdot \sqrt{3}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$I_{K1} = 3 \cdot I_O = \frac{U \cdot \sqrt{3}}{Z_1 + Z_2 + Z_0} =$$

a.- DETERMINAR LA CORRIENTE HOMOPOLAR DE LA FALTA,  $I_d$ :

La corriente de falta,  $I_d$ , habitualmente se obtiene a través de un cortocircuito monofásico a tierra.

**Nota:** Ver el cálculo EXCELL para el cc monofásico según Norma VDE-0102, parte 1/11.71, en 220kV que resulta una  $I_{d3} = 15,524$  kA :

b.- DETERMINAR EL FACTOR DE REDUCCIÓN  $r$  POR EFECTO INDUCTIVO:  
LÍNEA AÉREA

Para la distribución de corriente equilibrada de una línea aérea, el factor de reducción de un cable de tierra, puede ser calculado sobre la base de la impedancia propia del cable de tierra ( $Z_{EW-E}$ ) y la impedancia mutua entre los conductores de fase y el cable de tierra ( $Z_{ML-EW}$ ).

$$r = \left( 1 - \frac{Z_{ML-E}}{Z_{EW-E}} \right)$$

Si tenemos un cortocircuito en la línea LAMAT "TOROZOS", podemos determinar  $r$ , con la fórmula de Carlson:

$$Z_{ML-EW} = \frac{w\mu_o}{8} + j \frac{w\mu_o}{2\pi} \ln \frac{\delta}{D_{mq}}$$

$$Z_{ML-EW} = \frac{w\mu_o}{8} + j \frac{w\mu_o}{2\pi} \ln \frac{\delta}{D_{mq}}$$

Siendo la distancia media geométrica entre el cable de tierra y los conductores de fase ( $D_{mq}$ ):

$$D_{mq} = \sqrt[3]{D_{aq} \cdot D_{bq} \cdot D_{cq}}$$



Profundidad de penetración de las corrientes de retorno ( $\delta$ ):

$$\delta = \frac{1,85}{\sqrt{\mu_0 \frac{\omega}{\rho}}}$$

Siendo:

- $\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$
- $\mu_r = 25$  para conductores de acero, 1 para cobre o aluminio
- $\rho$  = Resistividad del terreno
- $r_g$  = Radio del cable de tierra
- $R_g$  = Resistencia del conductor de tierra o hilo de guarda

Pero podemos obtener el valor de  $r$  por aproximación, según la tabla IEEE-80-2000: "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding":

CONDUCTORES DE TIERRA DE LÍNEAS AÉREAS	r	
	Mín.	Máx.
110 KV - Acero 50-70 mm <sup>2</sup>		0,98
Acero	0,90	1,00
110 KV - ACSR – Al/Acero - 44/32 mm <sup>2</sup>		0,77
110 KV - ACSR – Al/Acero - 300/50 mm <sup>2</sup>		0,61
Al/Acero	0,40	0,80

Tomamos el valor más conservador para cable Al/Ac y calculamos la intensidad que **drenada por efecto inductivo**:

$$i = I_{cc1} (1 - r) = 11,524 (1 - 0,80) = 2,304 \text{ kA}$$

*Nota: (Se pueden revisar los cálculos con la HOJA EXCELL Cortocircuitos adjunta)*

Donde:

- $I_o$  = Intensidad de defecto (11,524 kA).
- $I_{paT}$  = Intensidad que sale por el cable de tierra en caso de defecto, en kA
- $r$  = Factor reductor para el cálculo de la  $I_{paT}$ , en kA

Para una línea subterránea, el factor de reducción  $P$  se determina con las características del cable, o seleccionando parámetros de referencia de los que figuran en IEEE-80-2000: "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding".



<b>PANTALLAS DE CABLES SUBTERRANEOS</b>		
10 KV - Sin armadura		0,85
10 KV - Con armadura fleje acero	0,20	0,65
10-20 KV - Aislado papel - Cu/Pb - 95 mm <sup>2</sup> /1,2 mm	0,20	0,60
10-20 KV - Aislado papel - Al/Al - 95 mm <sup>2</sup> /1,2 mm	0,20	0,30
10-20 KV - XLPE unipolar - Cu/Cu - 95/16 mm <sup>2</sup>	0,50	0,60
30 KV - Sin armadura		0,45
30 KV - Con armadura fleje acero	0,08	0,20
60 KV - Sin armadura		0,28
60 KV - Con armadura fleje acero	0,05	0,15
110 KV - Unipolar relleno de aceite - Cu/Al - 300 mm <sup>2</sup> /2,2 mm		0,37
110 KV - Gas en tubo metálico - Cu/Acero - 300 mm <sup>2</sup> /1,7 mm	0,01	0,03
110 KV - XLPE Unipolar - Cu/Cu - 300/35 mm <sup>2</sup>		0,32
110-220 KV - Envoltura de aluminio sin armadura		0,10
110-220 KV - Gas a presión - Cu/Tubo Acero - 3x185 mm <sup>2</sup>	0,005	0,03
400 KV - Unipolar relleno de aceite - Cu/Al - 1200/1200 mm <sup>2</sup>		0,01

c.- CALCULAMOS LA CORRIENTE DRENADA POR INDUCCIÓN

La corriente drenada por inducción en los cables de tierra la LAMAT "Torozos" , quedaría:

Linea	Icc1 (kA)	Factor (r)	Intensidad drenada por inducción (A)
"Torozos"	11,524	0,8	2.304

$$id = Icc1 (1 - r) = 11,524 \text{ kA} (1 - 0,80) = 9,2199 \text{ kA}$$

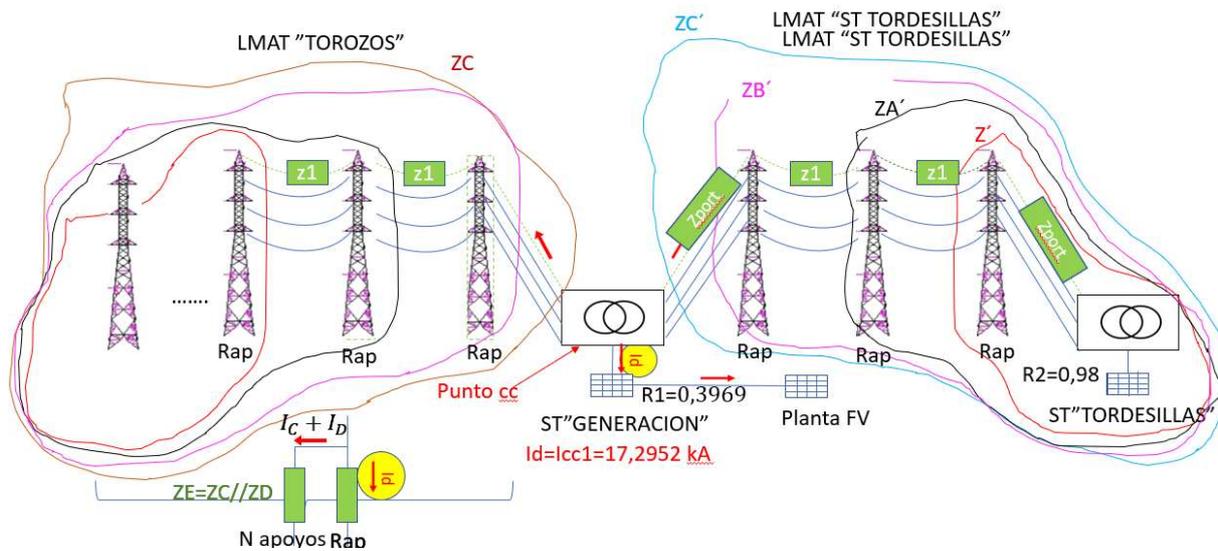
Donde:

- o r = Factor reductor para el cálculo de la IpaT, en kA

Como tenemos los datos proporcionados por REE en la acometida a la ST "GENERACIÓN", según los cálculos realizados según la VDE-0102 parte 1/11.71 realizados con la EXCELL "Cotocircuito monofásico en 220 kV", tenemos Icc1=11,524 kA.

**CASO 2: CORTOCIRCUITO EN LA ST "GENERACIÓN" en 220 kV.**

PASO 1: Modelar la instalación, con las dos líneas que llegan a la ST "GENERACIÓN" a las que se añade la LSMT "Parque FV", como aparece en la figura:



**PASO 2: Modelado de la línea 1 (línea LAMAT "TOROZOS"):**

Calculamos para un valor N de vanos, el valor de la impedancia del cable de tierra. Las impedancias de los cables de tierra, si consideramos que la longitud del vano medio es de 400 metros y la impedancia media del cable de tierra ( $Z_w$ ) utilizado de Al/Ac es de  $Z_w = 3\Omega/\text{km}$ .

Tenemos que la IMPEDANCIA MEDIA DEL CABLE DE TIERRA POR VANO queda:

$$Z1 = Z_{wi} = 0,4 \cdot Z_w = 1,2\Omega$$

Podemos determinar la impedancia del cable de tierra  $Z_C$  con aproximación, como:

$$Z_C = Z_{P1} = \frac{1}{2} \cdot Z_{w1} \cdot \sqrt{\left(\frac{1}{2} \cdot Z_{w1}\right)^2 + Z_{w1} \cdot R_A} =$$

$$0,5 \cdot 1,2 \cdot \sqrt{\left(\frac{1}{2} \cdot 1,2\right)^2 + 1,2 \cdot 20} = 5,53 \Omega$$

$$\frac{1}{Z_C} = \frac{1}{Z_{P1}} = 0,18 \Omega$$

**PASO 3: Modelado de la línea 2 (línea LAMAT "ST TORDESILLAS"):**

Calculamos para un total de 3 vanos, el valor de la impedancia del cable de tierra. Las impedancias de los cables de tierra, si consideramos que la longitud del vano medio es de 400 metros y la impedancia media del cable de tierra ( $Z_w$ ) utilizado de Al/Ac es de  $Z_w = 3\Omega/\text{km}$ .

De la misma forma:

$$Z1 = Z_{wi} = 0,4 \cdot Z_w = 1,2\Omega/\text{km}$$

Consultando los datos de la PaT de ST "TORDESILLAS" facilitados por REE, resulta de:



$$R2 = 0,98 \Omega$$

$$R_{apoyo} = 2 \Omega$$

Para una distancia de 100 metros desde el p3rtico de ST "TORDESILLAS" hasta el primer apoyo, resulta:

$$Z1_{portico} = Z_{wi} = 0,1 \cdot Z_w = 0,04 \Omega$$

$$\frac{1}{Z'} = \frac{1}{R_{ap}} + \frac{1}{R2 + Z_{portico}} = 1,5205 \Omega$$

$$Z' = 0,6755 \Omega$$

$$\frac{1}{Z_{A'}} = \frac{1}{R_{ap}} + \frac{1}{Z1 + Z'} = 1,033 \Omega$$

$$Z_{A'} = 0,9679 \Omega$$

$$\frac{1}{Z_{B'}} = \frac{1}{R_{ap}} + \frac{1}{Z1 + Z_{A'}} = 1,045 \Omega$$

$$Z_{B'} = 1,04929 \Omega$$

$$Z_{C'} = Z_{B'} + Z1_{portico} = 1,089 \Omega$$

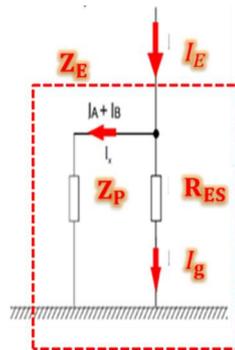
$$\frac{1}{Z_p} = \frac{1}{Z_{C'}} + \frac{1}{Z_C} = 1,269 \Omega$$

$$Z_p = 0,7880 \Omega$$

De los c3lculos de tierras de la ST "GENERACI3N" y Planta FV, tenemos:

$$R1 = R_{ES} = 0,3969 \Omega$$

Podemos calcular la ZE (impedancia ficticia) como:



$$I_d = I_g = \frac{R_{ES}}{R_{ES} + Z_P} \cdot I_{CC1} = 5,7932 \text{ kA}$$



#### PASO 4: Tensión de la malla (Ep)

En caso de defecto a tierra, existirá una elevación del potencial de la red **de tierras, que en nuestro caso será igual a:**

$$E_e = R_1 \cdot I_d = 2,9934 \text{ kV}$$

#### Sección mínima del conductor (Sm)

La sección mínima del conductor de la malla de tierra se calculará aplicando la siguiente expresión que se encuentra en la Standard 80 IEEE:

*Nota: Cálculos realizados según la EXCELL adjunta Tierra "ST GENERACIÓN".*

$$S_m = \frac{I_g \sqrt{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r \cdot 10.000}}{TCAP \cdot \ln\left(\frac{k_o + T_m}{k_o + T_a}\right)}$$

Donde:

- $I_g$  = Intensidad que circula a través de la malla de tierra en kA (25 kA)
- $t_c$  = Tiempo de duración de la falta, aplicando un criterio conservador se tomará 1 s.
- $\alpha_o$  = Coeficiente térmico de resistividad a 0° C. (0,00427 °C)
- $\alpha_r$  = Coeficiente térmico de resistividad a temperatura de referencia (0,00397 °C)
- $\rho_r$  = Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia (1,72  $\mu\Omega \cdot \text{cm}$ )
- $K_o = 1/\alpha_r$
- TCAP = Factor de capacidad térmica para el Cu (3,42 J/cm<sup>3</sup>/°C)
- $T_m$  = Temperatura máxima permisible en ° C, se considera 200 °C
- $T_a$  = Temperatura ambiente en ° C, se considera 25 °C

Por otro lado, según la MIE-RAT 13 no debe superarse la densidad de corriente de 160 A/mm<sup>2</sup> en conductores de tierra de cobre. La sección mínima será:

$$S_m = \frac{I_g}{160 \frac{A}{\text{mm}^2}} = 130,2 \text{ mm}^2$$

#### Tensiones de contacto y paso (Em y Es)

La tensión máxima de contacto calculada se obtiene de la expresión:

$$E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L}$$



La tensión de contacto tiene la siguiente expresión:

$$E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_g}{L_s}$$

Donde:

- $\rho$  = Resistividad media del terreno (150 Ohm x m)
- $I_g$  = Intensidad que circula por la malla de tierra (**25 kA**)

*Nota: Aunque para la instalación de la Planta FV resulta una  $I_g=5,7932$  kA, según se ha calculado, se dimensiona la malla para el máximo de los interruptores (25 kA), para mayor seguridad y siguiendo los criterios de diseño de I+DE.*

- $K_m$  = Factor de espaciado de conductores
- $K_{ii} = 1$  si existen picas localizadas en perímetro  $1/(2n)^2/n$  si no existen picas
- $K_h$  = Factor de profundidad
- $D$  = Distancia entre conductores de la red en m (1,0 m)
- $h$  = Profundidad de la red horizontal (0,8 m)
- $h_o$  = Profundidad de referencia (1 m)
- $K_i$  = Factor mayorador por efecto de la densidad de corriente en los extremos de la red
- $K_s$  = Factor de espaciamiento de los conductores para la tensión de paso
- $n = n^\circ$  de conductores paralelos en una dirección, tomamos  $n = 20$ , según la EXCELL.
- $d$  = diámetro del conductor en m (0,013685523 según cálculo)
- $L$  = Longitud de conductores de la malla (760 m según cálculo)
- $A$  = Área de la malla (m<sup>2</sup>)

$$n = n_a \cdot n_b$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p}$$

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

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left( \frac{8}{\pi(2n-1)} \right) = 0,307690886$$

$$K_h = \sqrt{\frac{1+h}{h}} = 1,341640786$$



Para  $0,25 < h < 2,5$  metros, se cumple:

$$Ks = \frac{1}{\pi} \left[ \ln \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D(1-0,5^{n-2})} \right) \right] = 0,694091176$$

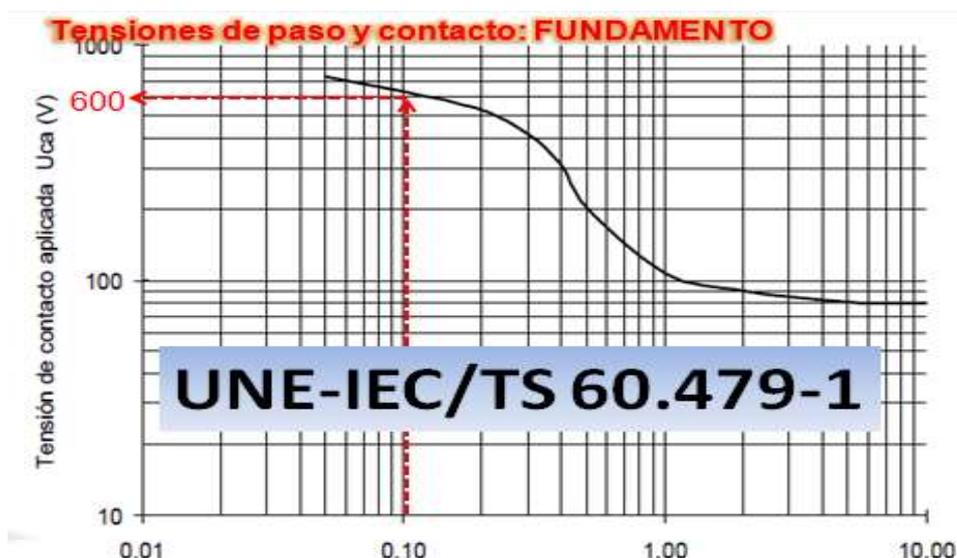
$$Ki = 0,644 + 0,148 n = 3,604$$

Sustituyendo valores, quedan como valores de tensiones de paso (Es) y contacto (Em):

Tensión de paso (V)			$Em = \frac{\rho \cdot Km \cdot Ki \cdot Ig}{L}$
Tensión de paso (V)	7292,10415		
Tensión de contacto (V)			$Es = \frac{\rho \cdot Ks \cdot Ki \cdot Ig}{Ls}$
Tensión de contacto (V)	622,56215		

**Validación de resultados:**

Valores máximos reglamentarios según se establece en el punto 1.1 de la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT 13 del Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23.



Resulta que la tensión máxima aplicable al cuerpo humano (Uca) es de 600 V, pero como reglamentariamente se tiene en cuenta las caídas de tensión que aparecen al considerar todas las resistencias del circuito en que interviene el cuerpo humano, se pueden empelar para la estimación de las tensiones de paso y contacto máximas.

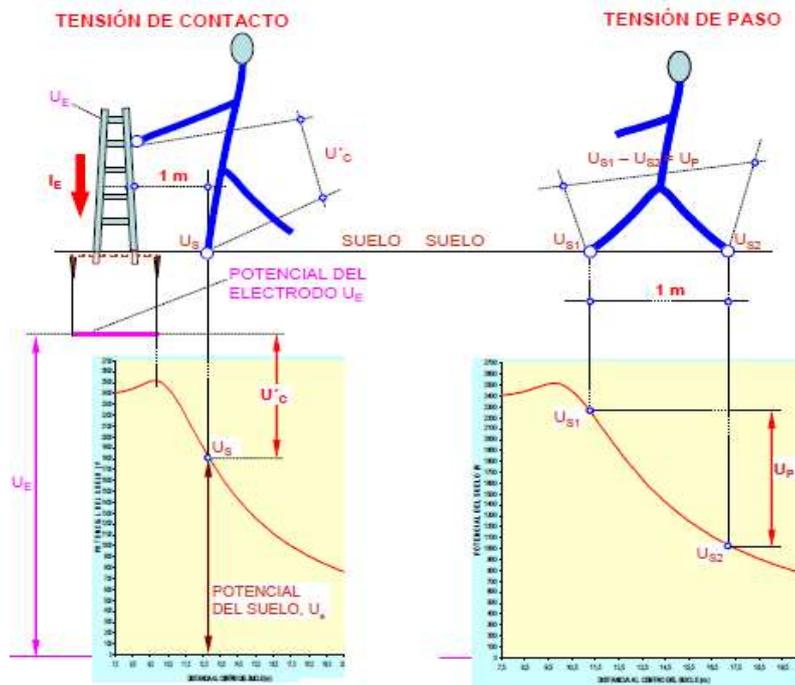
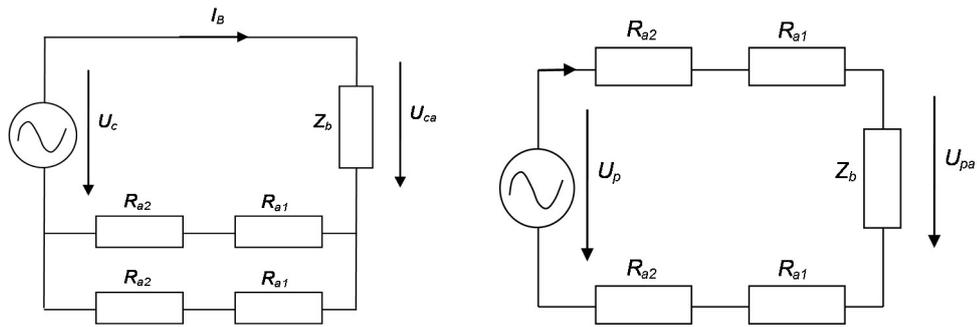


Ilustración 36 Modelo de las tensiones de contacto ( $V_c$ )

Teniendo en cuenta la resistencia del calzado ( $R_{a1}$ ) y de contacto con el terreno ( $R_{a2}$ ), el circuito equivalente queda:



Tensión de contacto (Vc)

$$U_C = U_{ca} \cdot \left[ 1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 \cdot Z_B} \right] = U_{ca} \cdot \left[ 1 + \frac{R_{a1} + 1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right] = 896,975 \text{ V}$$

Tensión de paso (Vp)

$$U_p = U_{ca} \cdot \left[ 1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_B} \right] = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left[ 1 + \frac{2R_{a1} + 6\rho_s}{1000} \right] = 23.777 \text{ V}$$

Siendo:

- Uca= 600 V (según se establece en el RAT LAT 13, RD 337/2014).
- Ra1= 2000 Ω (resistencia con calzado).
- ρs=150 Ω · m (terreno natural)

<b>Cálculo de la resistencia de malla</b>		$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$
Valor de resistencia (Ω)	3,6956326	
<b>POTENCIAL DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA (V)</b>		
Tensión electrodo (V)	92390,815	
<b>Tensión de paso (V)</b>		$E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L}$
Tensión de paso (V)	7292,10415	
<b>Tensión de contacto (V)</b>		$E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_g}{L_s}$
Tensión de contacto (V)	622,56215	

Ilustración 37 Resultados EXCELL Tierra ST "GENERACIÓN"

Para que se cumpla que la tensión máxima de contacto (Em) será necesario aumentar la resistividad del terreno mediante hormigón (ρs=3.000 Ohms m) sea inferior a la tensión de contacto admisible en el exterior (Vce)



se realizará la malla un 1 m por fuera de la valla perimetral exterior y se conectará a esta.

Recalculando con hormigón ( $\rho_s = 3.000 \Omega \cdot m$ ):

$$U_C = U_{ca} \cdot \left[ 1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 \cdot Z_B} \right] = U_{ca} \cdot \left[ 1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right] = 2.619,5 \text{ V, luego el limite reglamentario es superior al valor de la instalación y resulta válido.}$$

VALIDACIÓN DE RESULTADOS ( ITC RAT 13)	
SUELO NATURAL	
Vc (máximo)	896,675
Vp(máximo)	23777
ACERA DE HORMIGÓN	
Vc (máximo)	2619,5
Vp(máximo)	92690
RELLENO DE GRAVA	
Vc (máximo)	2921,75
Vp(máximo)	104780

$$U_C = U_{ca} \cdot \left[ 1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 \cdot Z_B} \right] = U_{ca} \cdot \left[ 1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right]$$

$$U_p = U_{ca} \cdot \left[ 1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_B} \right] = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left[ 1 + \frac{2R_{a1} + 6\rho_s}{1000} \right]$$

Ilustración 38 Resultados EXCELL Tierra ST "GENERACION"

Nota1: Se pueden calcular para otras resistividades intermedias con la HOJA EXCELL Tierra "ST GENERACION" adjunta).

Nota2: Otra solución podría ser reducir el tiempo de despeje de falta a 0,2s, que sería posible por la proximidad a la ST, aumentando el límite admisible (Vc), con los siguientes resultados:

VALIDACIÓN DE RESULTADOS ( ITC RAT 13)	
SUELO NATURAL	
Vc (máximo)	896,675
Vp(máximo)	23777
ACERA DE HORMIGÓN	
Vc (máximo)	2619,5
Vp(máximo)	92690
RELLENO DE GRAVA	
Vc (máximo)	2921,75
Vp(máximo)	104780

Datos de diseño para la puesta a tierra (en adelante PaT), de las POWER STATION (PS1 a PS6), teniendo en cuenta que se realizará:

- Anillo en bucle rodeando a la PS, como señalan los planos, realizado con cable de cobre de 70 mm<sup>2</sup> que se dispondrá por debajo de la solera, en contacto directo con el terreno en el fondo de la excavación cubriendo toda la planta.
- Líneas principales realizadas con cable de cobre aislado de 70 mm<sup>2</sup> que acompañará a cada línea de tierra desde el CT hasta la ST 30/220 KV



- Las uniones entre cables (nudos de las cuadrículas) y entre estos y las picas de tierra se realizarán mediante soldadura aluminotérmica, previa meticulosa preparación y limpieza de las superficies de contacto.
- Líneas secundarias se montarán con cable de cobre de 50 mm<sup>2</sup>, que se derivan de las líneas principales y que tienen por objeto el poder realizar la conexión a tierra del conjunto de masas o estructuras que están distantes al circuito principal.
- Conductores de protección para la unión de las estructuras y masas de equipos a las líneas principales o secundarias y serán constituidos por conductores de cobre de sección 50mm<sup>2</sup>.
- Todos los sistemas portacables de la instalación (tubos, bandejas, etc.) se conectarán a tierra en el inicio de sus recorridos, mediante cable de cobre desnudo, recorriendo las bandejas y grapado a las mismas.

### A) Optimización de la PaT de PS por el METODO UNESA:

Teniendo en cuenta que las seis POWER STATION (PS1 a PS6), son idénticas, se va a determinar la PaT de una de ellas.

Se instalarán dos sistemas de PaT, unidos uno para el neutro del transformador (tierra de neutro) y el otro para el sistema de protección de las personas (tierra de protección).

Se instalará un bucle de cable de tierra desnudo de 50 mm<sup>2</sup> para la tierra de neutro, utilizando electrodos tipo UNESA.

*Nota: Se ha realizado la EXCELL TIERRAS, con todos los electrodos tipo UNESA, se va a elegir un electrodo tipo y se van a determinar las condiciones extremas de utilización (intensidad de defecto máxima que mantienen las condiciones reglamentarias de tensiones de contacto (Vc) y paso (Vp) para el tiempo de despeje de falta, así como su aptitud para la instalación, tanto con terreno natural como con hormigón.*

Tomando como datos de entrada:

- Intensidad de cortocircuito a tierra: **1.615 A.**

*Nota: Ver en el apartado de cálculo de cc unipolar a tierra en el punto 3  $I_{cc1}=1615 A$ .*

- Tiempo de despeje de la falta: **0,5 s** (muy conservador pues realmente por la proximidad a ST "TORDESILLAS" es de 0,2 s).
- Configuración electrodo tipo UNESA (**80-25-8-84**)
- Resistividad del terreno ( **$\rho=200 \Omega m$** ).

*Nota: Reglamentariamente (ITC RAT 13 punto 4.1), con este valor de resistividad utilizado, no sería obligatorio realizar estudio de resistividad pero por seguridad se va a realizar*

Los valores que obtenemos, con el electrodo **80-25-8-84**, según la EXCELL "TIERRAS", adjunta, resulta:

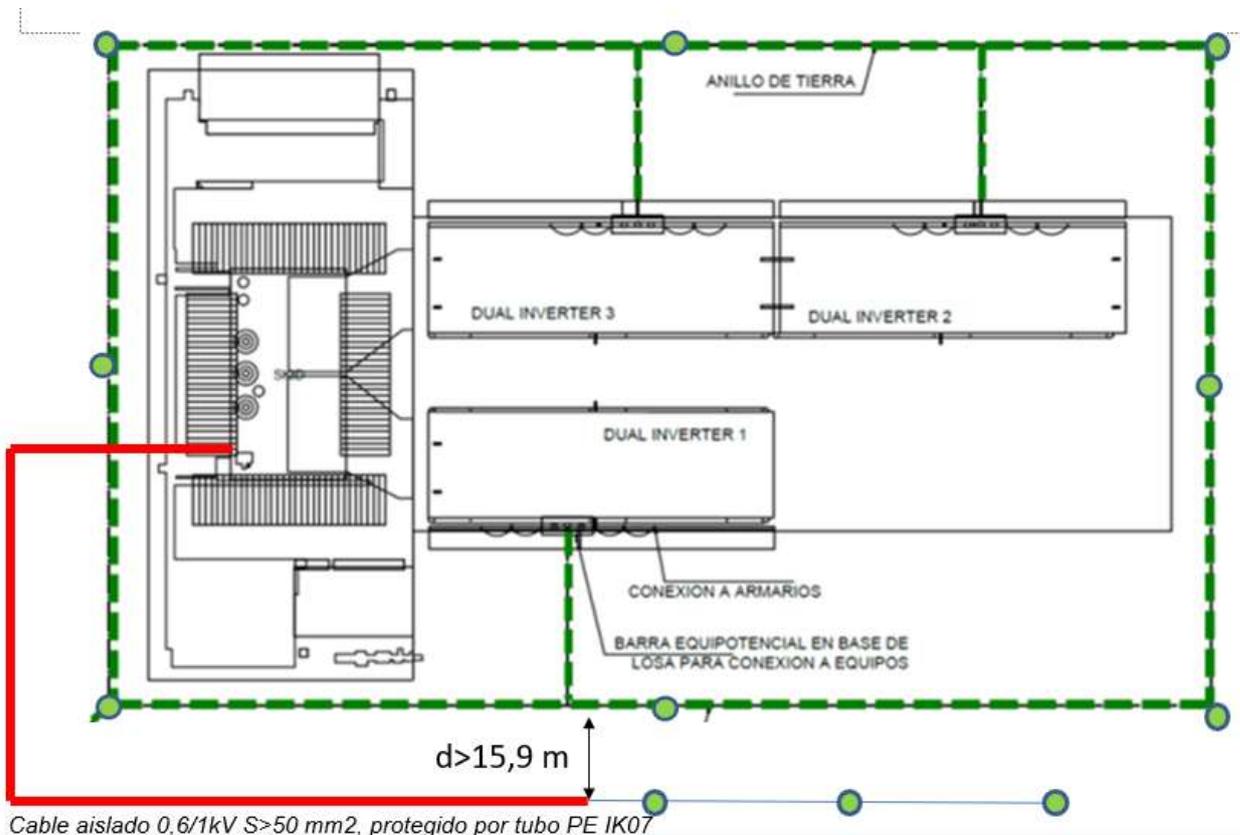


Tensión de paso (V)		
Tensión de paso (V)	2.673,0	
Tensión de contacto (V)		
Tensión de contacto (V)	6.765,0	
VALIDACIÓN DE RESULTADOS ( ITC RAT 13)		
SUELO NATURAL		
Vc (máximo)	2.619,5	
Vp(máximo)	24.986,0	
ACERA DE HORMIGÓN		
Vc (máximo)	100.975,7	
Vp(máximo)	39.897,7	
d separación de tierra servicio y herrajes (r)	52,5	

Concepto	Valor calculado SIN HORMIGÓN	Condición	Valor admisible	VALOR CALCULADO CON HORMIGÓN
Tensión de paso	Up= 2.673,0	≤	Up= 24.986,0	Up= 39.897,7
Tensión de paso	Up(acc)= 6.765,0	≤	Upa(acc)= 56.241,5	Up(acc)= 100.975,7
Tensión de contacto	Uc= 6.765,0	≤	Uc= 2.619,5	Uc= 100.975,7
Tensión de defecto	Ud= 18.150,0	≤	Ubt= 24,0	Ud= 100.975,7

**Conclusión:** Los valores reglamentarios (MIE RAT 13), se consiguen ampliamente con una acera perimetral de hormigón.

El electrodo tipo UNESA (**80-25-8-84**), con las tierras de protección y servicio a la **distancia mínima calculada de 15,9 m**, mediante un conductor con cable aislado 0,6/1kV S>50 mm<sup>2</sup>, protegido por tubo PE IK07 es la que aparece en la figura:





### B) ALTERNATIVA AL MÉTODO UNESA.

A fin de mejorar la equipotencialidad de la instalación, se propone como alternativa a la separación de tierras en la distancia de 15,9 m, la unión de las mismas, adoptando como medida de seguridad alternativa para las personas la instalación de **autoválvulas** en las tres fases, evitándose de esta forma la presencia de tensiones peligrosas.

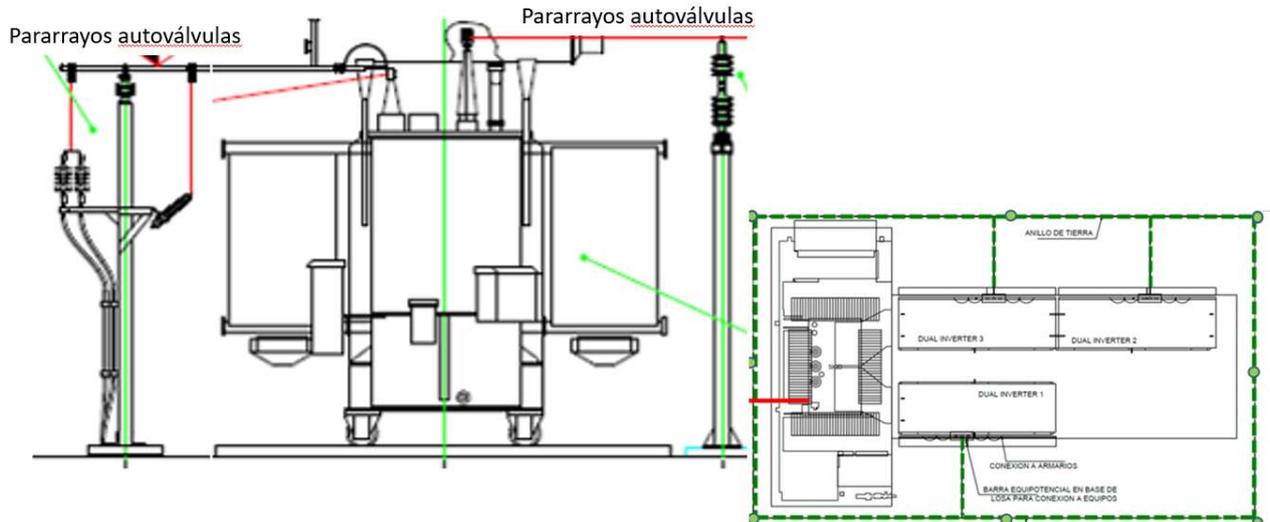


Ilustración 39 Alternativa PS con tierras conjuntas y medida complementaria de pararrayos autoválvulas

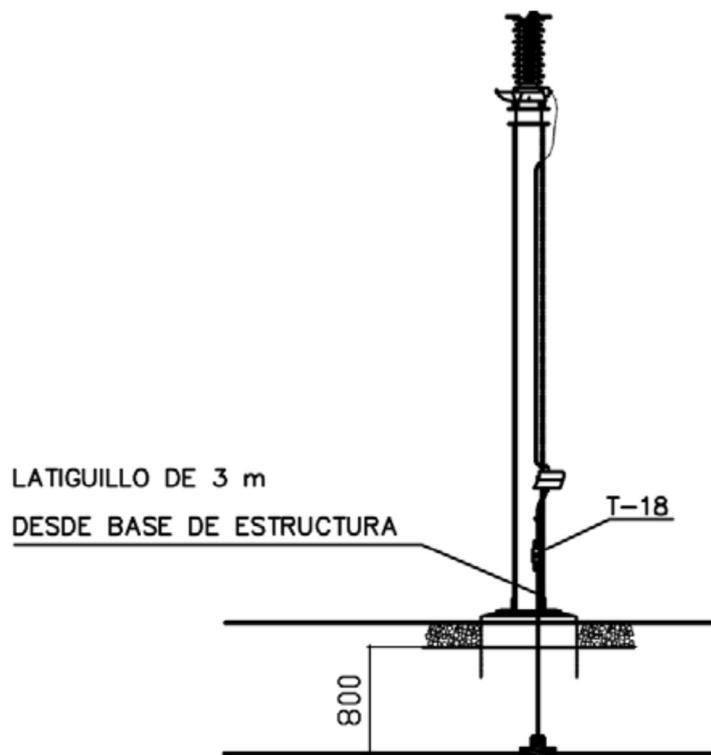


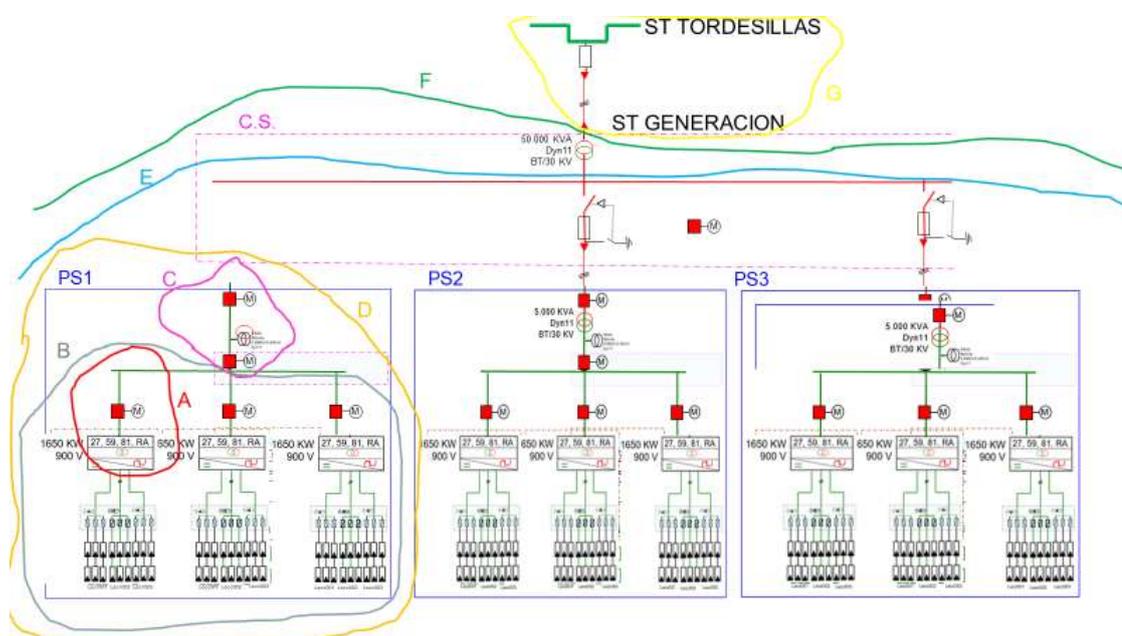
Ilustración 40 Detalle de conexión PaT de pararrayos autoválvula



## 9.2 Cálculo de la intensidad de cortocircuito de la planta FV (Norma VDE-0102, parte 1/11.71)

Para calcular la intensidad de cortocircuito, vamos a simular un cortocircuito a nivel de BT en la planta FV a una tensión de 900 Vca, y vamos a calcular la intensidad de falta en el caso de un cortocircuito trifásico.

Para ello necesitamos utilizar el modelo de componentes simétricas para determinar las impedancias directa, inversa y homopolar presentes en la instalación, que vamos a seguir con la notación descrita en la figura:



Tenemos que modelar desde el inversor, red de baja tensión, transformadores elevadores de 5 MVAs hasta 30kV correspondientes a las PS1 a PS6, línea subterránea de alta tensión (3ª categoría) a 30kV, transformador elevador de 50 MVAs de 30/220 kV, línea subterránea de MAT a 220 kV hasta ST "TORDESILLAS" y red de transporte. Para determinar los valores de las impedancias de cada elemento del circuito y trasladarlas al punto de cortocircuito empleamos las siguientes expresiones:



**ACOMETIDA E INVERSOR**

$$Z_L = 1,1 \frac{U_{nT}^2}{S_k''} (\Omega)$$

$$X_L = 0,995 Z_L (\Omega)$$

$$R_L = 0,1 * X_L (\Omega)$$

(SK)''= Potencia de cortocircuito de la red (MVA)

**LÍNEAS**

$$R_i = R_i * L_i (\Omega)$$

$$X_i = X_i * L_i (\Omega)$$

$L_i$  es la longitud de la línea (m),  $n_i$  es el número de conductores en paralelo por fase, si es la sección de un conductor ( $mm^2$ ), y  $\rho$  es la resistividad del conductor ( $\Omega mm^2 / m$ ).  
 $X_i$  es la reactiva por kilómetro de línea

**TRANSFORMADOR**

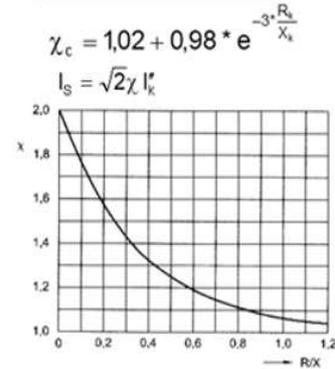
$$Z_T = \frac{U_{KN} (\%) * U_{NT}^2}{100 S_{NT}} (\Omega)$$

$$R_{T1} = \frac{u_{RNT}}{100} * \frac{U_{NT}^2}{S_{NT}} (\Omega)$$

$$X_{T1} = \sqrt{Z_{T1}^2 - R_{T1}^2} (\Omega)$$

$S_{NT}$  = Potencia nominal del Tranfo (MVA).  
 $U_{NT}$  = Tensión nominal en el punto de cc (KV).  
 $u_{RNT}$  = Tensión de cortocircuito (%).  
 $u_{RNT}$  = Caída de tensión en la resistencia (%).  
 $R_{T1}$  = Resistencia del transformador ( $\Omega$ )  
 $X_{T1}$  = Reactancia del transformador ( $\Omega$ )

**CORRIENTE DE CHOQUE**



El esquema unifilar, con las características de los cables y sus longitudes son los que aparecen en la figura:

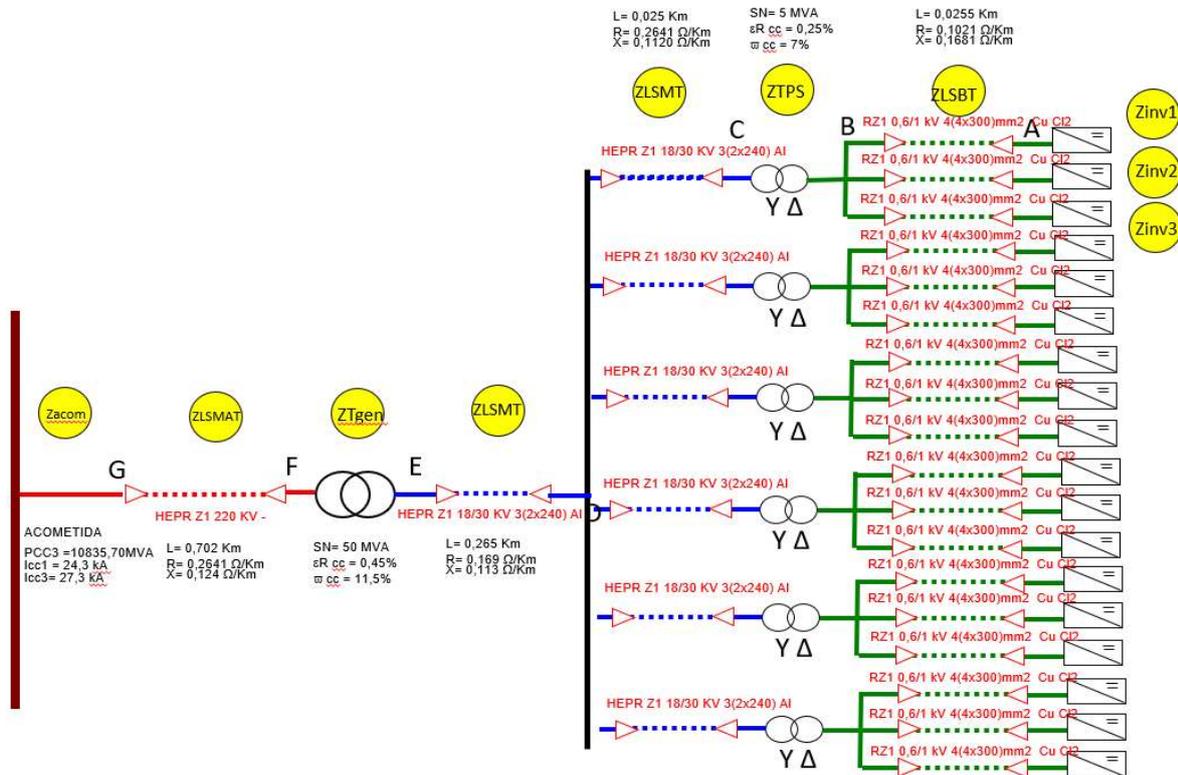


Ilustración 41 Esquema unifilar de la planta FV resultante del calculo

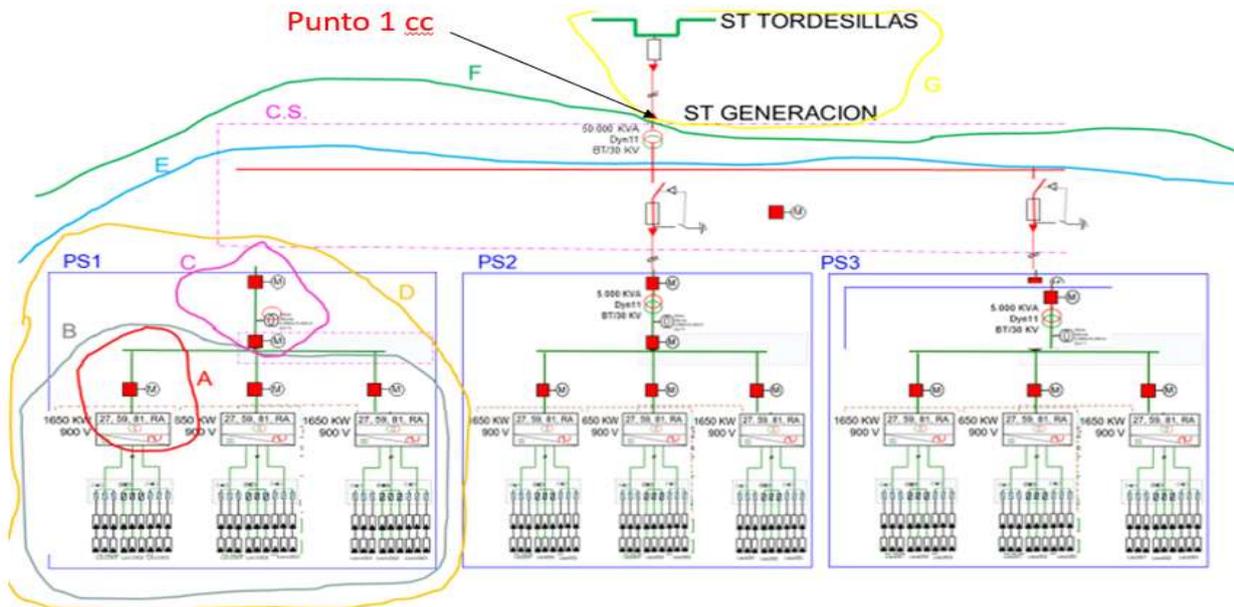
**a) CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO EN PUNTO 1 (220 kV).  
 (Norma VDE-0102, parte 1/11.71)**

Modelado por impedancias, empezando por la parte de alterna del inversor 1 de PS1 (considerando que es la corriente alterna), y vamos ascendiendo hacia la evacuación, podemos calcular la intensidad de cortocircuito en 220



kV. La aportaciones al cortocircuito vienen de los inversores (Inv1,Inv2 y Inv3) de cada una de las POWER STATION (PS1 a PS6).

Las impedancias de los elementos del circuito, que se desarrollan las de PS1 (sería idéntico para PS2 a PS6, que desde el punto 1 de cc se encontrarían en paralelo entre sí), resultan:



**1.- INVERSOR:**

$$R1_{inv} = 1,1 \cdot \frac{U_n^2}{S_k}$$

Sustituyendo valores de potencia y tensión conocidos, obtenemos el valor de R1, R0=1,95 x R1, y como X0/R0=0,1 y podemos obtener los valores Z1 y Z0 del inversor:

INVERSOR I1 a I3						
Potencia (W)	1650000					
U=900 V	0,900					
R1 = 1,6 Ω	0,49090909					
X1/R1 = 0,05	0,05					
R0 = 3,1 Ω	0,95727273					
X0/R0 = 0,1	0,1					
		x	y j	r	fi rad	fi grad
Z1 INV, Ω		0,49090909	0,02454545	0,49152	0,04996	2,86241
Z0 INV, Ω		0,95727273	0,09572727	0,96205	0,09967	5,71059

**2.- Impedancia ZA:** (compuesta por INV1 +LSBT, INV2 +LSBT, INV3 + LSBT3)

(esta parte estaría incluida en la PS facilitada por el fabricante)

Como tenemos definido el conductor, cable **RZ1 0,6/1 kV 4(4x300)mm2 Cu Cl2**



$$R = R_i \cdot L (\Omega)$$

$$X = X_i \cdot L (\Omega)$$

Siendo:

- $R_i$  la resistencia por km de la línea ( $\Omega/m$ ).
- $X_i$  la reactancia por km de la línea ( $\Omega/m$ ).
- $L$  es la longitud de la línea (km).

Z1 (LSBT cables)	Cable	Longitud, m	x	yj	r	fi rad
Z1 L1	RZ1-300	15	0,00048071	0,0004154	0,00064	0,71264
Z1 L2	RZ1-300	15	0,00048071	0,0004154	0,00064	0,71264
Z1 L3	RZ1-300	30	0,00096143	0,0008308	0,00127	0,71264

Z1 INV+L1	Z1 INV+Z1 LSBT		0,4913898	0,02496085	0,49202336	0,05075282
Z1 INV+L2	Z1 INV+Z1 LSBT		0,4913898	0,02496085	0,49202336	0,05075282
Z1 INV+L3	Z1 INV+Z1 LSBT		0,49187052	0,02537625	0,49252468	0,05154562

**3.- Impedancia ZB:** (compuesta por (INV1+LSBT)//(INV2 +LSBT)// (INV3 + LSBT3))

IMPEDANCIA "B" de PS1 (CT+LSBT)						
1 / Z1 PS1			X	Yj	r	φ (rad)
1/Z1 INV+L1			1,53781035	-1,3288664	2,03242384	-0,71264
1/Z1 INV+L2			1,53781035	-1,3288664	2,03242384	-0,71264
1/Z1 INV+L3			1,53624507	-1,3275138	2,03035511	-0,71264
	suma		4,61186576	-3,9852467	6,0952028	-0,7126397
IMPEDANCIA "B" de PS1 (CT+LSBT)			0,12413674	0,10727015	0,16406345	0,71263967

**4.- Impedancia ZC** (compuesta por el CT y la LSBT de la PS1)

$$Z_{T1} = \frac{U_{KN}(\%)}{100} \cdot \frac{U_{NT}^2}{S_{NT}} (\Omega)$$

Siendo:

- $U_{KN}$  la caída de tensión en la resistencia (%).
- $U_{NT}$  la tensión nominal en el punto de cortocircuito (kV).
- $S_{NT}$  es la potencia nominal del transformador (MVA).
- $Z_{T1}$  es la impedancia del transformador de la PS1 ( $\Omega$ ).

$$R_{T1} = \frac{U_{RNT}}{100} \cdot \frac{U_{NT}^2}{S_{NT}} (\Omega)$$

Siendo:



- $X_{T1}$  es la reactancia del transformador de la PS1( $\Omega$ ).

$$X_{T1} = \sqrt{Z_{T1}^2 + R_{T1}^2}$$

Operando resulta:

**5.- Impedancia ZD (compuesta por el INV1**

IMPEDANCIA "D" ="C"+"B", Z1, todo PS1 hasta celda entrada C.S., (INV1, INV2, INV3+LSBT+CT+LSMT)						
			X	Y j	r	$\phi$ (rad)
IMPEDANCIA "D" ="C"+"B", Z1, todo PS1 hasta celda						
			6,05800	27,99427	28,6422472	1,35768105
POWER STATION 2 (PS2) IGUAL HASTA IMPEDANCIA B DE PS1						
IMPEDANCIA "C" de PS2 (CT+LSBT)						
CT 0,900/30 KV						
			X	Y j	r	$\phi$ (rad)
S = 5000 KVA	5000	Z1 unitar trafo30 I	1,40000	31,969360	32,0000	1,52703236
u = 0,900/30 KV	30					
ucc =6%	8					
uR = 0,35%	0,35					
Z0/Z1=1,3	1,3					
HEPR-Z1 30 kV 1x70 mm2 Al+ H16						
LSMT PS1 1						
		Z1 unitar cable	0,05342	0,011756	0,0547	0,21662845
LSMT = 0,080 Km	0,330					
R1 = 0,5680 $\Omega$ /Km	0,161871536					
X1 = 0,1250 $\Omega$ /Km	0,035625					
R0 = 0,140 $\Omega$ /Km						
X0 = 0,082 $\Omega$ /Km						
IMPEDANCIA "D" ="C"+"B", Z1, todo PS2 hasta celda entrada C.S., (INV1, INV2, INV3+LSBT+CT+LSMT)						
			X	Y j	r	$\phi$ (rad)
IMPEDANCIA "D" ="C"+"B", Z1, todo PS2 hasta celda						
			6,06528	27,99587	28,6453555	1,35744435
POWER STATION 3 (PS3) IGUAL HASTA IMPEDANCIA B DE PS1						
IMPEDANCIA "C" de PS3 (CT+LSBT)						
CT 0,900/30 KV						
	valor		X	Y j	r	$\phi$ (rad)
S = 5000 KVA	5000	Z1 unitar trafo20 I	1,40000	31,969360	32,0000	1,52703236
u = 0,900/30 KV	30					
ucc =6%	8					
uR = 0,35%	0,35					
Z0/Z1=1,3	1,3					
HEPR-Z1 30 kV 1x70 mm2 Al+ H16						
LSMT PS1 1						
		Z1 unitar cable	0,04937	0,010866	0,0506	0,21662845
LSMT = 0,080 Km	0,305					
R1 = 0,5680 $\Omega$ /Km	0,161871536					
X1 = 0,1250 $\Omega$ /Km	0,035625					
R0 = 0,140 $\Omega$ /Km						
X0 = 0,082 $\Omega$ /Km						
IMPEDANCIA "D" ="C"+"B", Z1, todo PS3 hasta celda entrada C.S., (INV1, INV2, INV3+LSBT+CT+LSMT)						
			X	Y j	r	$\phi$ (rad)
IMPEDANCIA "D" ="C"+"B", Z1, todo PS3 hasta celda						
			6,06124	59,97449	60,2799997	1,47007474
POWER STATION 4 (PS4) IGUAL HASTA IMPEDANCIA B DE PS1						
IMPEDANCIA "C" de PS4 (CT+LSBT)						
CT 0,900/30 KV						
	valor		X	Y j	r	$\phi$ (rad)
S = 5000 KVA	5000	Z1 unitar trafo20 I	1,40000	31,969360	32,0000	1,52703236
u = 0,900/30 KV	30					
ucc =6%	8					
uR = 0,35%	0,35					
Z0/Z1=1,3	1,3	Zpat trafo, $\Omega$	10	0	10	0
HEPR-Z1 30 kV 1x70 mm2 Al+ H16						
LSMT PS1 1						
		Z1 unitar cable	0,04451	0,009797	0,0456	0,21662845
LSMT = 0,080 Km	0,275					
R1 = 0,5680 $\Omega$ /Km	0,161871536					
X1 = 0,1250 $\Omega$ /Km	0,035625					
R0 = 0,140 $\Omega$ /Km						
X0 = 0,082 $\Omega$ /Km						
IMPEDANCIA "D" ="C"+"B", Z1, todo PS4 hasta celda entrada C.S., (INV1, INV2, INV3+LSBT+CT+LSMT)						
			X	Y j	r	$\phi$ (rad)
IMPEDANCIA "D" ="C"+"B", Z1, todo PS4 hasta celda						
			6,05638	27,99391	28,6415567	1,35773366



POWER STATION 5 (PS5) IGUAL HASTA IMPEDANCIA B DE PS1						
IMPEDANCIA "C" de PS5 (CT+LSBT)						
CT 0,900/30 KV	valor		X	Y j	r	$\phi$ (rad)
S = 5000 KVA	5000	Z1 unitar trafo20	1,40000	31,969360	32,0000	1,52703236
u = 0,900/30 KV	30					
ucc =6%	8					
uR = 0,35%	0,35					
Z0/Z1=1,3	1,3					
HEPR-Z1 30 kV 1x70 mm2 Al+ H16						
LSMT PS1 1		Z1 unitar cable	X	Y j	r	$\phi$ (rad)
LSMT = 0,080 Km	0,275		0,04451	0,009797	0,0456	0,21662845
R1 = 0,5680 $\Omega$ /Km	0,161871536					
X1 = 0,1250 $\Omega$ /Km	0,035625					
R0 = 0,140 $\Omega$ /Km						
X0 = 0,082 $\Omega$ /Km						
IMPEDANCIA "D" = "C"+"B", Z1, todo PS4 hasta celda entrada C.S., (INV1, INV2, INV3+LSBT+CT+LSMT)						
			X	Y j	r	$\phi$ (rad)
		IMPEDANCIA "D" = "C"+"B", Z1, todo PS4 hasta celda	6,05638	27,99391	28,6415567	1,35773366
POWER STATION 5 (PS5) IGUAL HASTA IMPEDANCIA B DE PS1						
IMPEDANCIA "C" de PS5 (CT+LSBT)						
CT 0,900/30 KV	valor		X	Y j	r	$\phi$ (rad)
S = 5000 KVA	5000	Z1 unitar trafo20	1,40000	14,331783	14,4000	1,47342029
u = 0,900/30 KV	30					
ucc =8%	8					
uR = 0,35%	0,35					
Z0/Z1=1,3	1,3					
HEPR-Z1 30 kV 1x70 mm2 Al+ H16						
LSMT PS1 1		Z1 unitar cable	X	Y j	r	$\phi$ (rad)
LSMT = 0,080 Km	0,275		0,04451	0,009797	0,0456	0,21662845
R1 = 0,5680 $\Omega$ /Km	0,161871536					
X1 = 0,1250 $\Omega$ /Km	0,035625					
R0 = 0,140 $\Omega$ /Km						
X0 = 0,082 $\Omega$ /Km						
IMPEDANCIA "D" = "C"+"B", Z1, todo PS4 hasta celda entrada C.S., (INV1, INV2, INV3+LSBT+CT+LSMT)						
			X	Y j	r	$\phi$ (rad)
		IMPEDANCIA "D" = "C"+"B", Z1, todo PS4 hasta celda	6,05638	10,35633	11,9972237	1,0416285

6.- Impedancia ZE:

IMPEDANCIA "D"= // de 6 "D" (PS1 a PS6)						
1 / Z1 de cada PS			X	Y j	r	$\phi$ (rad)
1 / Z1 PS1: LSMT+CT+LSBT+INV1,INV2,INV3			0,0073836	-0,0341199	0,03490967	-1,357681
1 / Z1 PS2: LSMT+CT+LSBT+INV1,INV2,INV3			0,00739167	-0,0341182	0,03490967	-1,3574443
1 / Z1 PS3: LSMT+CT+LSBT+INV1,INV2,INV3			0,01289687	0,01043427	0,01658925	0,68023752
1 / Z1 PS4: LSMT+CT+LSBT+INV1,INV2,INV3			0,02586485	0,02345246	0,0349143	0,73652148
1 / Z1 PS5: LSMT+CT+LSBT+INV1,INV2,INV3			0,02586485	0,02345246	0,0349143	0,73652148
1 / Z1 PS6: LSMT+CT+LSBT+INV1,INV2,INV3			0,04780199	0,06828344	0,08335262	0,96003517
suma 1/Z1, todosEN //			0,12720383	0,05738458	0,13954857	0,42378746



**7.- Impedancia ZF:**

IMPEDANCIA "F" AT 30kV =TRAFO 30/220kV ST GENERACION +LSMT +"E" pasado al punto de cc						
<b>TRAFO ST 30/220 KV</b>	valor		<b>X</b>	<b>Y j</b>	<b>r</b>	<b>φ (rad)</b>
S = 50000 KVA	50000	<b>Z1 unitar trafo2</b>	0,08100	2,428650	2,4300	1,53745682
u = 30/220 KV	45					
ucc =13,5%	<b>13,5</b>					
uR = 0,45%	0,45					
Z0/Z1=1,3	1,3					
<b>HEPR-Z1 30 kV 1x240 K AI+ H25</b>			<b>X</b>	<b>Y j</b>	<b>r</b>	<b>φ (rad)</b>
<b>de CS a 30KV a ST 30/220</b>	<b>Z1 unitar cable</b>		0,04040	0,031500	0,0512	0,66229441
L2 = 0,252 Km	0,252					
R1 = 0,322 Ω/Km	0,1603					
X1 = 0,128 Ω/Km	0,125					
R0 = 1,536 Ω/Km	1,536					
X0 = 0,235 Ω/Km	0,235					
<b>Z1</b>			<b>X</b>	<b>Y j</b>	<b>r</b>	<b>φ (rad)</b>
<b>"E" Z1 trafo 220/30+LSMT, de FV</b>			<b>0,12140</b>	<b>2,46015</b>	<b>2,46314292</b>	<b>1,52149151</b>

**8.- Impedancia ZG:**

"G" = ACOMET + LSMAT HEPR-Z1 127/220 kV 1x150 K AI+ H95						
<b>HEPR-Z1 127/220 kV 1x150 K AI+ H95</b>			<b>X</b>	<b>Y j</b>	<b>r</b>	<b>φ (rad)</b>
<b>de barras 220 KV ST a punto de entrada</b>	<b>Z1 unitar cable</b>		0,18540	0,087048	0,2048	0,43896694
L2 = 0,702 Km	0,702					
R1 = 0,2641 Ω/Km	0,2641					
X1 = 0,124 Ω/Km	0,124					
R0 = 0,4567 Ω/Km	0,4567					
X0 = 0,2935 Ω/Km	0,2935					
<b>AC1 , 220 KV</b>	valor		<b>X</b>	<b>Y j</b>	<b>r</b>	<b>φ (rad)</b>
Ik3 = 9944 A	<b>9700</b>	<b>Z1 unitar acom</b>	3,13831	13,695592	14,0506	1,34553769
Ik1 = 6506 A	<b>6307</b>					
c = 1,1	<b>1,1</b>					
UNQ = 220 KV	<b>220</b>					
X/R+ = 4,374	<b>0,229148</b>					
X/R= 4,638	<b>0,216403</b>					
X/R0 = 5,054	<b>0,203874</b>					
<b>"G" = ACOMET + LSMAT HEPR-Z1 127/220 kV 1x150 K AI+ H95</b>						
aguas arriba	<b>Z1 AC+LSMAT</b>		<b>3,323710</b>	<b>13,782640</b>	<b>14,177736</b>	<b>1,33416247</b>

**9.- Impedancia ZG:**

Z1 AGUAS ABAJO // AGUAS ARRIBA, "G" // "F"						
<b>Z1 AGUAS ABAJO // AGUAS ARRIBA, "G" // "F"</b>			<b>X</b>	<b>Y j</b>	<b>r</b>	<b>φ (rad)</b>
1/z1 "J"			0,32140865	0,24803348	0,4059854	0,6572498
1/z1 "K"			0,0516307	0,04805405	<b>0,07053</b>	<b>0,74953</b>
		<b>suma</b>	<b>0,37303935</b>	<b>0,29608753</b>	<b>0,47626272</b>	<b>0,67089784</b>
<b>Z1 AGUAS ABAJO // AGUAS ARRIBA, "J" // "K"</b>			<b>1,64480447</b>	<b>-1,3053499</b>	<b>2,09968144</b>	<b>-0,6708978</b>

**10.- Cálculo de intensidad de cc en 220 kV:**



CORRIENTE INICIAL SIMÉTRICA DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO EN 220 KV, I"K3						
	$I''_{cc3} = (c \cdot U_k) / (\text{raiz}(3) \cdot Z_1)$	x	y j	r	fi rad	
Uk , KV	220	220	0	220	0	
c =	1,1	1,1	0	1,1	0	
<b>I"3, KA =</b>		<b>0,394</b>	<b>-15,519</b>	<b>15,524</b>	<b>-1,545</b>	

**b) CORTOCIRCUITO UNIPOLAR SIMÉTRICO EN BT 0,900 kV**

Partimos de los datos de cortocircuito en ST "TORDESILLAS" facilitados por red Eléctrica Española (REE), en ese punto que son:

Tensión (KV)	230
I"cc3, kA_REE	27,2
I"cc1, kA_REE	24,3
Potencia trif S"(Q) (MVA)	10835,7099
ZQ	5,37020655
RQ = ZQ/(raiz(1+(X/R)^2))	0,75104919
XQ=raiz(ZQ^2-RQ^2)	5,31742828
I"cc1, KA	24,3
(X/R)*	7,08
(X/R)^2	7,42
(X/R)^0	6,261
c = Coeficiente de sobretensión	1,1

Determinamos las impedancias desde el nivel de 220kV hasta la salida del inversor a 900 Vac , ya que el cortocircuito en corriente continua va a ser inferior a los esperables en alterna, teniendo en cuenta que:

De la tabla obtenemos los parámetros eléctricos de los cables AT:

Sección mm <sup>2</sup>	Tensión nominal kV	Resistencia máx.a 105 °C Ω/km	Reactancia por fase Ω/km	Capacidad μF/km
50	12/20	0,862	0,133	0,206
150		0,277	0,112	0,368
240		0,169	0,105	0,453
400		0,106	0,098	0,536
50	18/30	0,862	0,144	0,161
150		0,277	0,121	0,266
240		0,169	0,113	0,338
400		0,106	0,106	0,401

**1.- ACOMETIDA:**

En general podemos determinar los valores de la impedancia con las expresiones:

$$S''_k = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_{CC3}''$$

$$Z_{acom} = 1,1 \cdot \frac{U_n^2}{S''_k}$$

$$R_i = 0,1 \cdot X_i$$

$$X_i = 0,995 \cdot Z_{acom}$$

Sustituyendo resulta:

	directa	inversa
Ri (mΩ)	<b>0,534335552</b>	<b>0,534335552</b>
Xi (mΩ)	<b>5,343355515</b>	<b>5,343355515</b>

En este caso concreto, con los datos de REE, podemos determinar el Thevelin equivalente para este punto de una forma más exacta, de acuerdo a la Norma VDE-0102, parte 1/11.71, en el apartado de ésta "Directrices para el cálculo de corrientes de cortocircuito":

$$Z_1 = (R' + X'j) \cdot \frac{c \cdot U_N^2}{S_K''} \cdot \frac{1}{\ddot{u}_N^2}$$

Siendo:

- $\ddot{u}_N^2$  relación de transformación al cuadrado de tensiones al punto de cortocircuito (220/0,9).
- Datos de REE

(X/R) <sup>+</sup>	<b>7,08</b>
(X/R) <sup>-</sup>	<b>7,42</b>
(X/R) <sup>0</sup>	<b>6,261</b>

Resultando:

1.- Directa

$$Z_1 = (R' + X'j) \cdot \frac{c \cdot U_N^2}{S_K''} \cdot \frac{1}{\ddot{u}_N^2} = (1 + 7,08j) \cdot \frac{1,1 \cdot 220^2}{10835,71} \cdot \frac{1}{\left(\frac{220}{0,9}\right)^2}$$

$$= 0,0529 + 3,745j \text{ (m}\Omega\text{)}$$

Operando de la misma forma obtenemos, la impedancia inversa y resulta:



	directa	inversa
Ri (mΩ)	0,529	0,529
Xi (mΩ)	3,745	3,925

## 2.- LMAT ST\_GENERACION\_CELDAS a ST TORDESILLAS HEPR Z1 18/30 KV 3(2x240)mm2 Al

Seleccionando los datos del conductor del ANEXO, y teniendo en cuenta que no tenemos que corregir pues tenemos la impedancia en el nivel de 220 kV del cortocircuito, resulta:

<b>"G" = ACOMET + LSMAT HEPR-Z1 127/220 kV 1x150 K Al+ H95</b>				
<b>HEPR-Z1 127/220 kV 1x150 K Al+ H95</b>	<b>X</b>	<b>Y j</b>	<b>r</b>	<b>φ (rad)</b>
<b>de barras 220 KV ST a punto de entrada Z1 unitar cable</b>	0,18540	0,087048	0,2048	0,43896694
L2 = 0,702 Km	0,702			
R1 = 0,2641 Ω/Km	0,2641			
X1 = 0,124 Ω/Km	0,124			
R0 = 0,4567 Ω/Km	0,4567			
X0 = 0,2935 Ω/Km	0,2935			

## 3.- TRANSFORMADOR 30/220KV (50MVAs):

$$Z_{D,50MVA} = Z_{I,50MVA} = \frac{U_{NR}(\%) + j \cdot U_{NX}(\%)}{100} \cdot \frac{U_{NT}^2}{S_{NT}} \cdot \left(\frac{U_{CC}}{U_{nn}}\right)^2 (\Omega)$$

Siendo:

- $U_{NT}$  la tensión nominal en el punto de cortocircuito (kV).
- $U_{NR}$  Tensión resistiva de c.c. para la corriente nominal (%).
- $U_{NX}$  Tensión reactiva de c.c. para la tensión nominal (%).
- $S_{NT}$  es la potencia nominal del transformador (MVAs).
- $Z_{D,50MVA}$  es la impedancia directa del transformador (Ω).
- $Z_{I,50MVA}$  es la impedancia inversa del transformador (Ω).
- $U_{cc}$  es la tensión de cc (%).

$$U_{NX} = \sqrt{U_{CC}^2 - U_{NR}^2}$$

$$R_{T1} = \frac{U_{RNT}}{100} \cdot \frac{U_{NT}^2}{S_{NT}} (\Omega)$$

Siendo:

- $X_{T1}$  es la reactancia del transformador (Ω).

$$X_{T1} = \sqrt{Z_{T1}^2 - R_{T1}^2}$$

- $U_{nn} = U_{cc} = 220 \text{ kV}$  para este punto de cc.



IMPEDANCIA "F" AT 30kV =TRAFO 30/220kV ST GENERACION +LSMT +"E" pasado al punto de cc						
TRAFO ST 30/220 KV	valor		X	Yj	r	φ (rad)
S = 50000 KVA	50000	Z1 unitar trafo2	4,35600	130,607380	130,6800	1,53745682
u = 30/220 KV	30					
ucc =13,5%	13,5					
uR = 0,45%	0,45					
Z0/Z1=1,3	1,3					

Como

$$\frac{Z_0}{Z_1} = 1,3$$

$$Z_0 = 5,6628 + j \cdot 169,79$$

#### 4.- LSMT C.S. CELDAS - ST\_GENERACION\_CELDAS HEPR Z1 18/30 KV 3(2x240)mm2 Al

Seleccionando los datos del conductor del ANEXO, resulta:

HEPR Z1 18/30 KV 3(2x240)mm2 Al		X	Yj	r	φ (rad)
de CS a 30KV a ST 30/220	Z1 unitar cable	0,02409	0,024444	0,0343	0,79266699
L2 = 0,252 Km	0,252				
R1 = 0,322 Ω/Km	0,0956				
X1 = 0,128 Ω/Km	0,097				
R0 = 1,536 Ω/Km	1,147				
X0 = 0,235 Ω/Km	0,134				

#### 5.- TRANSFORMADOR 30/0,9 kV (5 MVAs)

$$Z_{D\_5MVA} = Z_{I\_5MVA} = \frac{U_{NR}(\%) + j \cdot U_{NX}(\%)}{100} \cdot \frac{U_{NT}^2}{S_{NT}} \cdot \left(\frac{U_{CC}}{U_{nn}}\right)^2 (\Omega)$$

Siendo:

- $U_{NT}$  la tensión nominal en el punto de cortocircuito (kV).
- $U_{NR}$  Tensión resistiva de c.c. para la corriente nominal (%).
- $U_{NX}$  Tensión reactiva de c.c. para la tensión nominal (%).
- $S_{NT}$  es la potencia nominal del transformador (MVAs).
- $Z_{D\_5MVA}$  es la impedancia directa del transformador (Ω).
- $Z_{I\_5MVA}$  es la impedancia inversa del transformador (Ω).
- $U_{cc}$  es la tensión de cc (%).

$$U_{NX} = \sqrt{U_{CC}^2 - U_{NR}^2}$$

$$R_{T1} = \frac{U_{RNT}}{100} \cdot \frac{U_{NT}^2}{S_{NT}} (\Omega)$$

Siendo:

- $X_{T1}$  es la reactancia del transformador (Ω).



$$X_{T1} = \sqrt{Z_{T1}^2 - R_{T1}^2}$$

- $U_{cc} = 220 \text{ kV}$  para este punto de cc.
- $U_{nn} = 30 \text{ kV}$

Sustituyendo resulta la impedancia de los transformadores de PS1 a PS6, sin pasar al punto de cc (220 kV):

IMPEDANCIA "C" de PS5 (CT+LSBT)						
CT 0,900/30 kV	valor		X	Y j	r	$\phi$ (rad)
S = 5000 KVA	5000	Z1 unitar trafo20	1,40000	14,331783	14,4000	1,47342029
u = 0,900/30 kV	30					
ucc =8%	8					
uR = 0,35%	0,35					
Z0/Z1=1,3	1,3					

### 3.- LSMT del inversor a TRANSFORMADOR 30/0,9 kV HEPR 1 18/30 KV 3(1x50)mm2 Al

#### LSMT del inversor a TRANSFORMADOR 30/0,9 kV HEPR Z1 18/30 KV 3(1x50)mm2 Al

			direct /inversa	homopolar
Tensión (KV)	30	Ri (mW)	0,021525	0,01313928
R1=R2				
( $\Omega$ /km)directa/inversa (x2)	0,861	Xi (mW)	0	0,02915
X1=X2 ( $\Omega$ /Km)directa (x2)	0			
R0 ( $\Omega$ /Km)homopolar	0,52557			
X0 ( $\Omega$ /Km)homopolar	1,166			
L (Km)	0,025			

Luego pasamos las impedancias al nivel de tensión en los puntos de cortocircuito tripolar de la figura  $V_2(900 \text{ V y } 20 \text{ kV})$ , con la expresión:

$$Z_{V2} = Z_{V1} \cdot \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2$$

### 4.- LSBT del inversor a TRANSFORMADOR (5 MVAs 30/0,9 kV) cable RZ1 0,6/1 kV 4(4x300)mm2 Cu Cl2 (ZLSBT)

De la tabla III, de la **UNE 20.460-5-523**, obtenemos los parámetros eléctricos de los cables BT. Debemos corregir los valores a la situación de cc de  $90^\circ\text{C}$  ( $\Delta t=70^\circ\text{C}$ ), para los conductores de BT (**RZ1 0,6/1 kV 4(4x300)mm2 Cu Cl2**), utilizados para evacuar la energía desde los inversores hasta el transformador de las PS, con la expresión:



$$R_{90^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C}(1 + \alpha \cdot \Delta T) = 0,0641 \cdot (1 + 0,00393 \cdot 70) = 0,1021 \Omega \cdot km$$

Calculamos X, del conductor RZ1 0,6/1 kV 4(4x300)mm<sup>2</sup>, como:

$$X = 2 \cdot 0,0628 - 2 \cdot \left( 0,25 - \ln \left[ \frac{\Phi_{ext}}{\frac{\Phi_{conductor}}{2}} \right] \right) =$$

$$2 \cdot 0,0628 - 2 \cdot \left( 0,25 - \ln \left[ \frac{23,9}{\frac{16,1}{2}} \right] \right) = 0,1681 \Omega \cdot km$$

**Tabla III**  
Clase 5  
*Conductores flexibles de cobre para cables unipolares y multipolares*

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Diámetro máximo de los alambres del conductor mm	Resistencia máxima del conductor a 20° C	
		Alambres desnudos	Alambres recubiertos de una capa metálica
		Ω/km	Ω/km
0,5	0,21	39,0	40,1
0,75	0,21	26,0	26,7
1	0,21	19,5	20,0
1,5	0,26	13,3	13,7
2,5	0,26	7,58	8,21
4	0,31	4,95	5,09
6	0,31	3,30	3,39
10	0,41	1,91	1,95
16	0,41	1,21	1,24
25	0,41	0,780	0,795
35	0,41	0,554	0,565
50	0,41	0,386	0,393
70	0,51	0,272	0,277
95	0,51	0,206	0,210
120	0,51	0,161	0,164
150	0,51	0,129	0,132
185	0,51	0,106	0,108
240	0,51	0,0801	0,0817
300	0,51	0,0641	0,0654
400	0,51	0,0485	0,0495
500	0,61	0,0384	0,0391
630	0,61	0,0287	0,0292

		DIRECT /INVERSA	HOMOPOLAR
Tensión (kV)	0,9		
R1=R2 ( Ω /Km)directa/inversa	0,1921	Ri (Ω) 0,0048025	0,01025 6235
X1=X2 (W/Km)directa	0,1681	Xi(W) 0,0042	0,0935
R0 ( Ω /Km) homopolar	0,4102494		



X0 ( Ω /Km) homopolar	3,74
L (Km)	0,025

Finalmente obtenemos las intensidades de cortocircuito tripolar en los puntos de tensiones Vi=30 kV y 0,9kV, con la expresión:

$$I_{CCVi} = \frac{V_i}{\sqrt{3} \cdot Z_{TOTAL}}$$

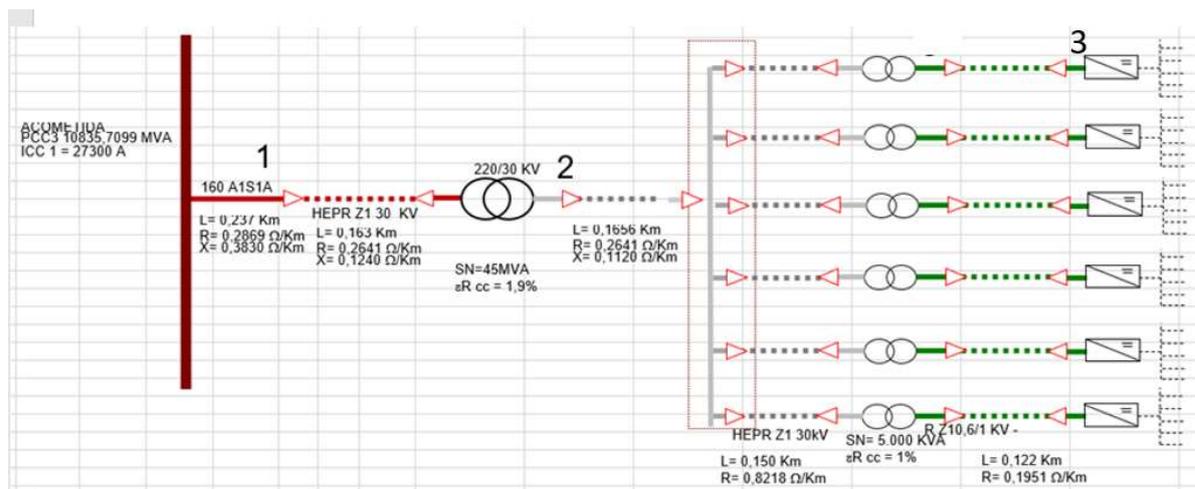
Obtenemos como resultado

$$I_{CC3_{0,9kV}} = \frac{V_i}{\sqrt{3} \cdot Z_{TOTAL}} = 21,23 \text{ kA}$$

$$I_{CC3_{20kV}} = \frac{V_i}{\sqrt{3} \cdot Z_{TOTAL}} = 4,23 \text{ kA}$$

$$I_{CC3_{220kV}}(\text{dato REE}) = 27,23 \text{ kA}$$

**c) CORTOCIRCUITO UNIPOLAR A TIERRA EN BT 0,900 kV (punto 3)**



En el cortocircuito monofásico a tierra al existir corrientes homopolares, se deben tener en cuenta las redes de secuencias directa, inversa y homopolar en el circuito del defecto.

**Nota:** Para la secuencia homopolar, aguas arriba del transformador de la PS1, no existe corriente dado que el secundario tiene configuración en triangulo que impide la circulación de corriente homopolar. En consecuencia, desde la PS se considera circuito abierto, como se muestra en la figura para cortocircuito unipolar en el punto A:

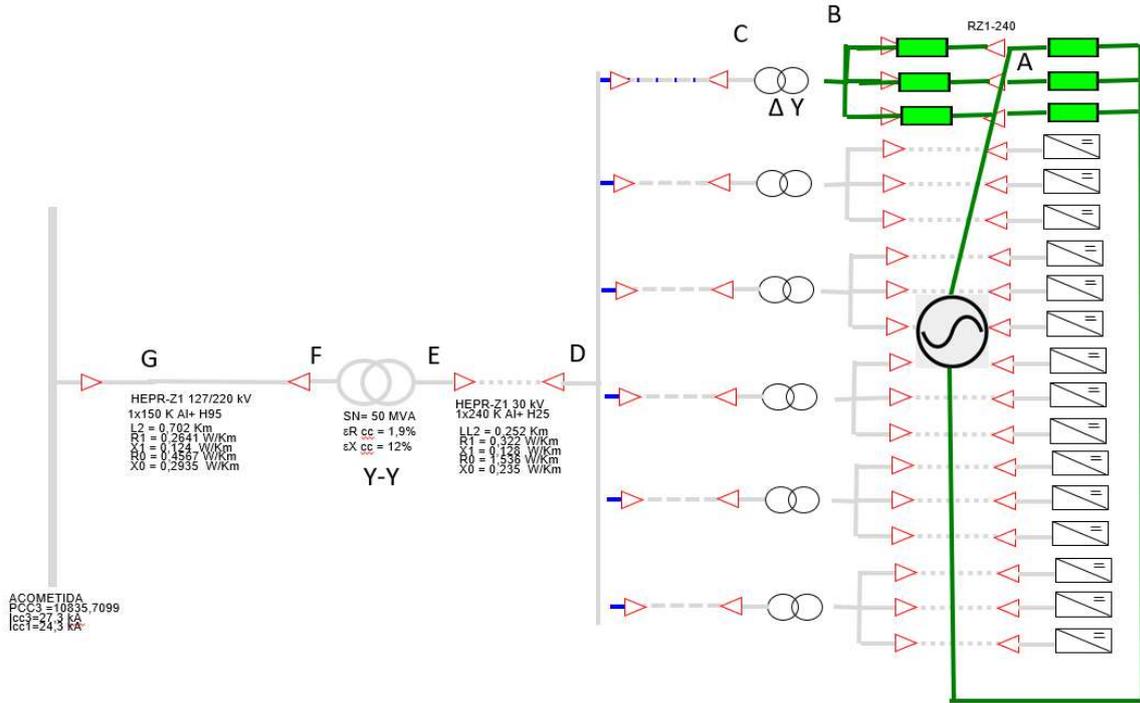
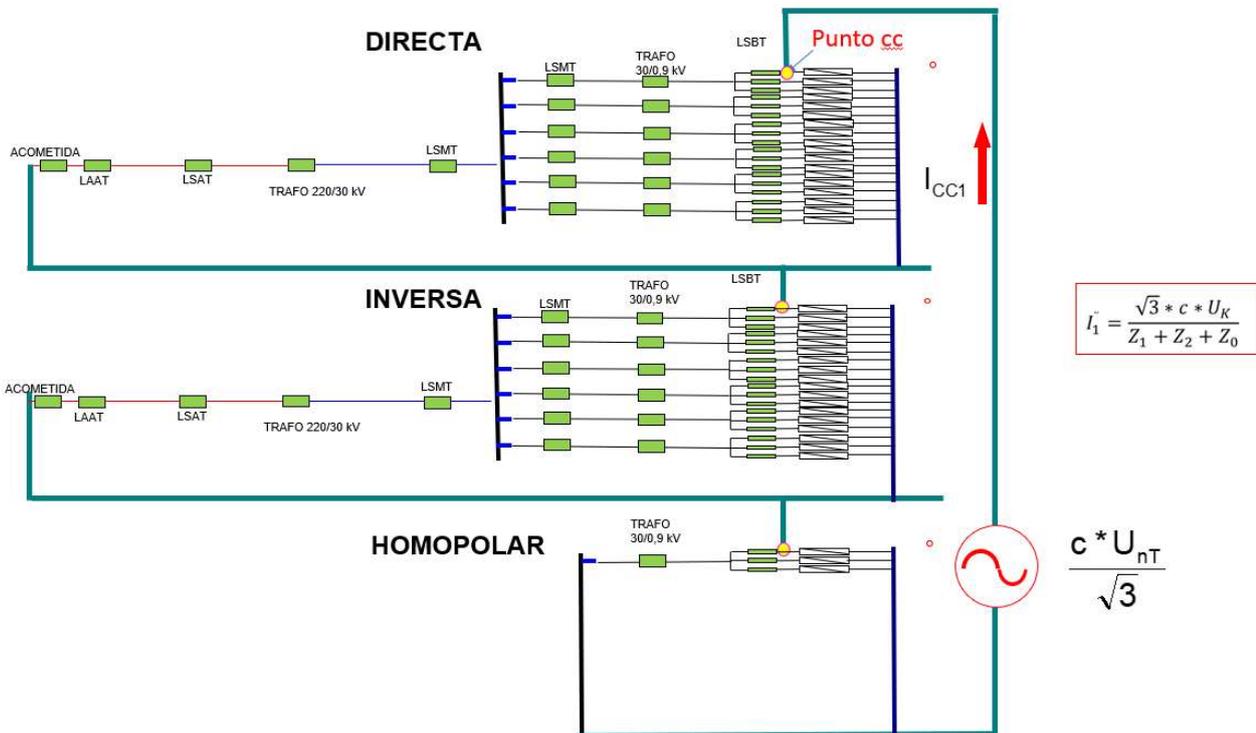


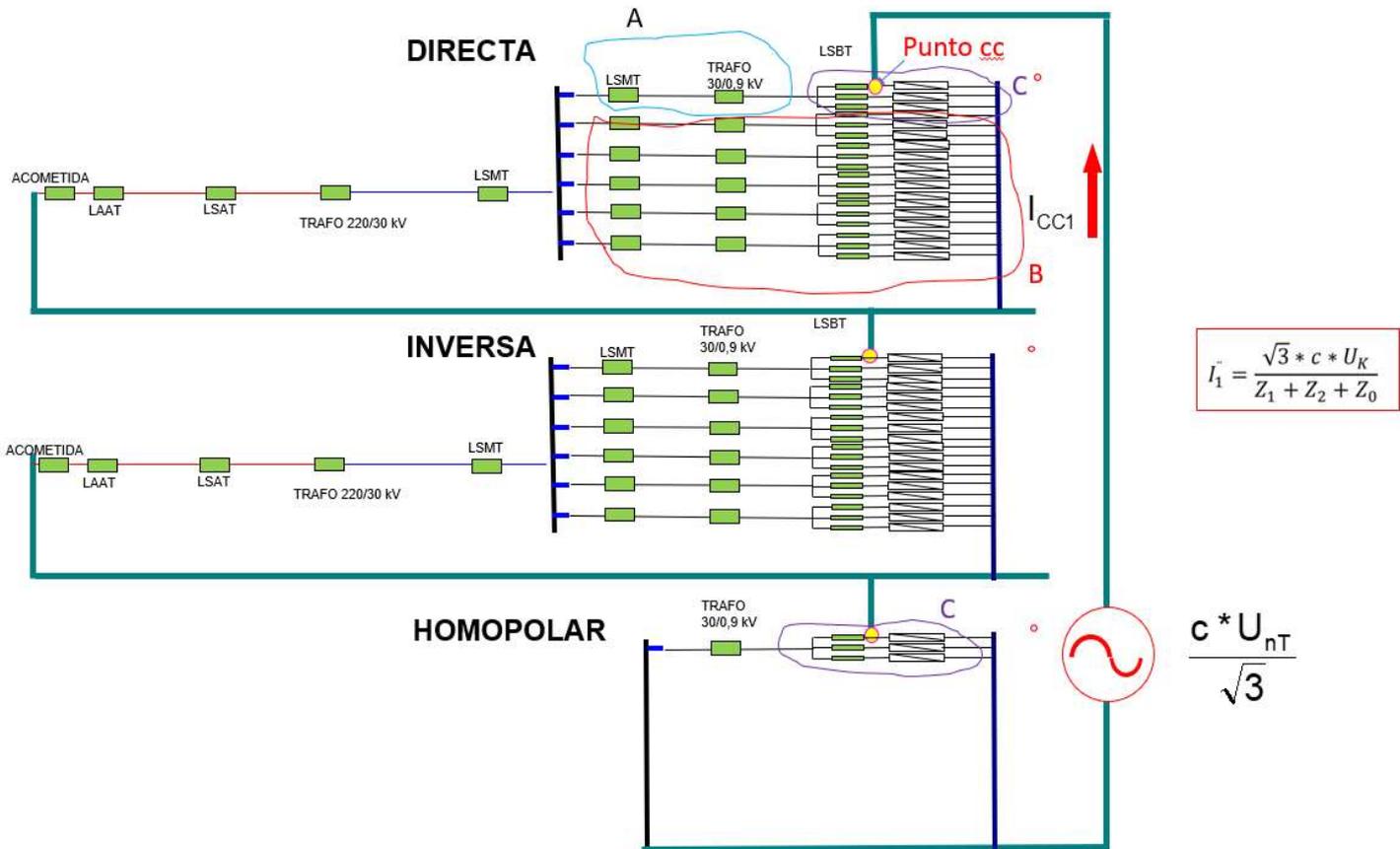
Ilustración 42 Corriente homopolar en el cortocircuito unipolar en el punto 3

Queda el circuito:

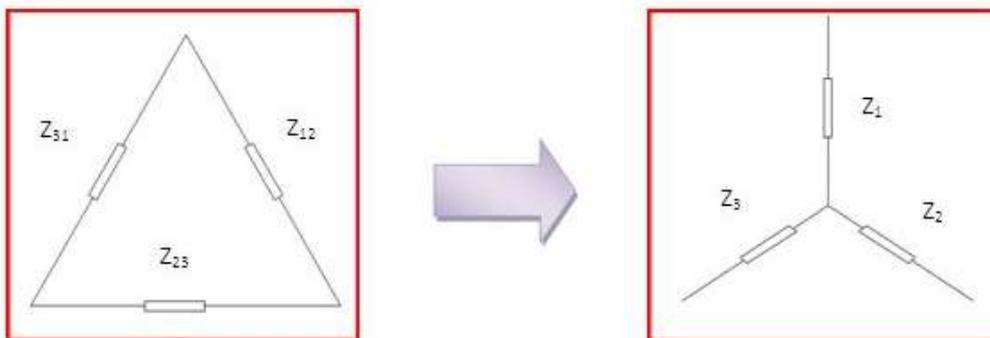




Calculamos las impedancias desde el punto de cortocircuito determinando las impedancias A, B y C, según el esquema:



La impedancia C se encuentra en triángulo, procedemos a pasar a estrella, a través de las expresiones:



Transformando las impedancias en triángulo a estrella y sustituyendo valores resulta:

$$Z_1 = \frac{(Z_{12} \cdot Z_{31})}{(Z_{12} + Z_{23} + Z_{31})}$$

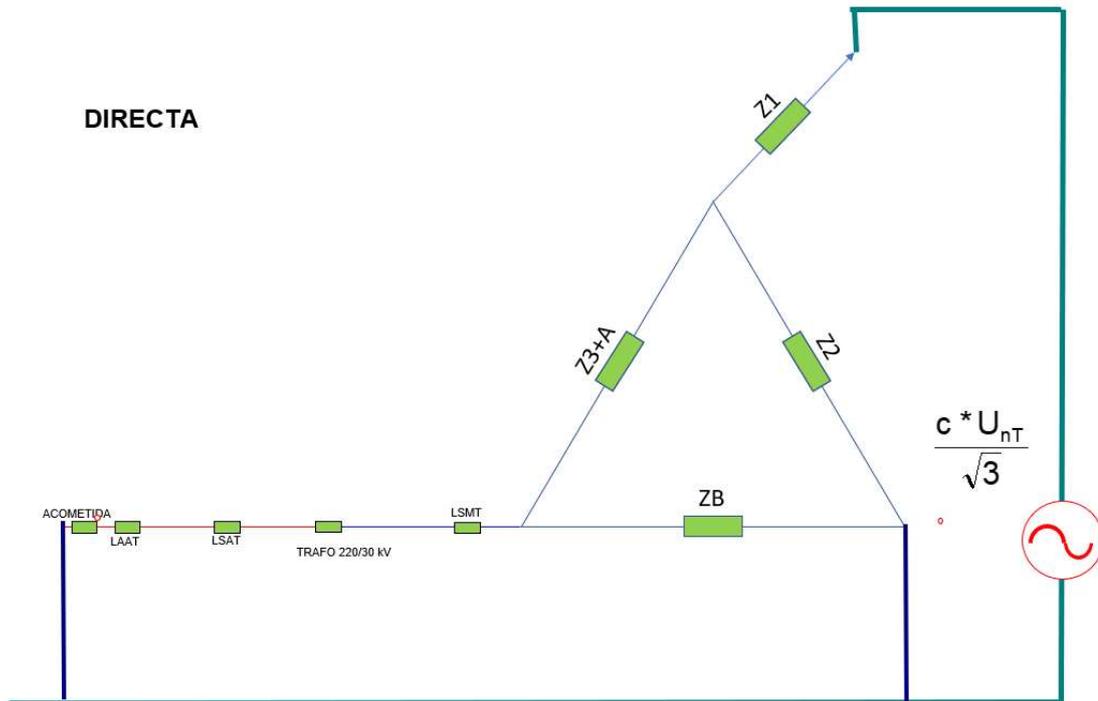


$$Z2 = \frac{Z23 \cdot Z12}{(Z12 + Z23 + Z31)}$$

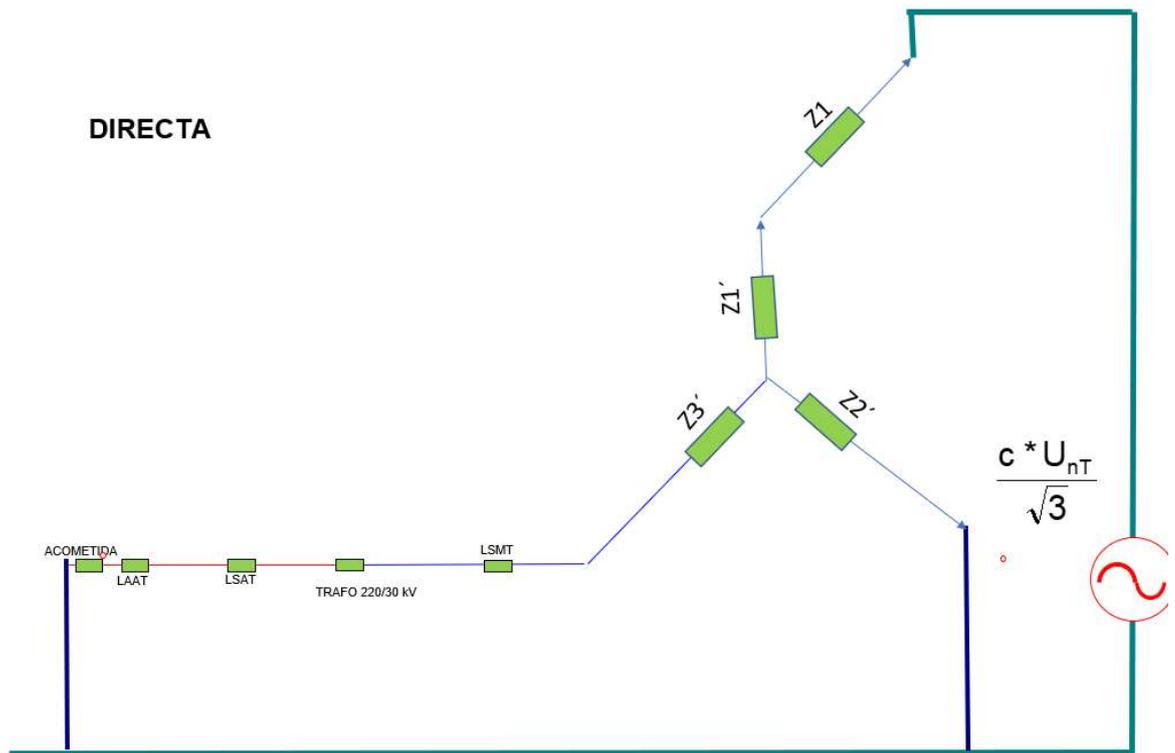
$$Z2 = \frac{Z31 \cdot Z23}{(Z12 + Z23 + Z31)}$$

A.- SECUENCIA DIRECTA E INVERSA:

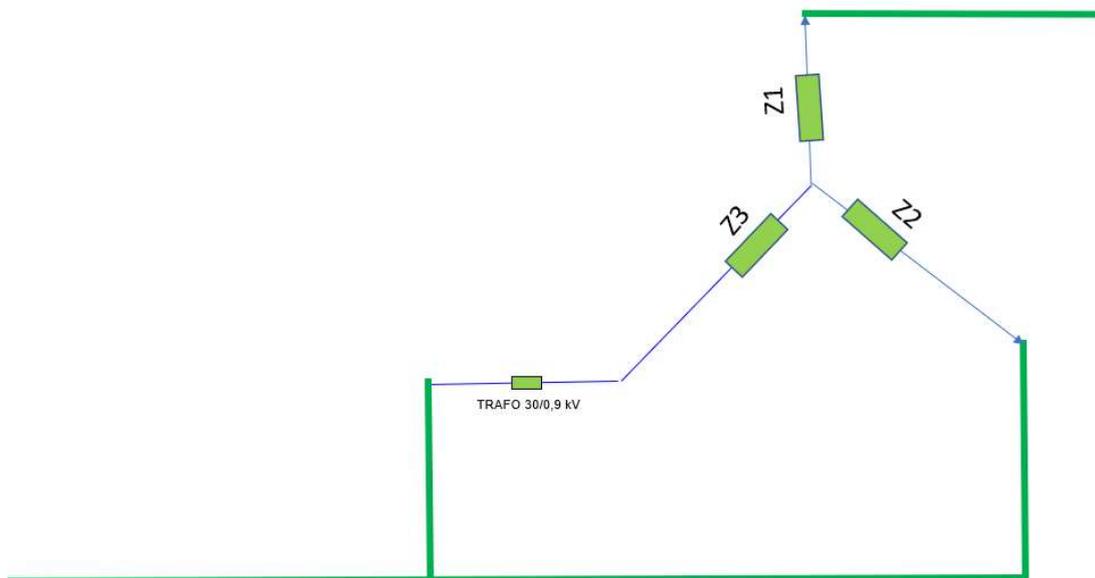
Operando resulta que aparece otro triángulo en la secuencia directa e inversa:



Operando de igual forma, transformamos el triángulo en estrella y agrupando impedancias ( $Z1'$ ,  $Z2'$  y  $Z3'$ ), resulta:



B.- SECUENCIA HOMOPOLAR: Una vez transformada el triángulo en estrella y poniendo resulta:



Poniendo el circuito completo con las tres secuencias y la fuente:

$$I_1'' = \frac{\sqrt{3} * c * U_K}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

*Nota: Se pueden ver los cálculos con los datos del conductor en la HOJA EXCELL "Cortocircuito" adjunta*



Sustituyendo valores de tensión ( $U_k=900$  V) y  $c=1,1$  así como las impedancias, resulta:

$$I_{cc\text{monofásica}} \text{ _punto3} = 1,616,11 \text{ A}$$

### COMPROBACIÓN DE SEGURIDAD ( $V_p$ y $V_c$ ) EN FALTA MONOFÁSICA A TIERRA EN CONDUCTOR ENTRE EL TRANSFORMADOR E INVERSOR.

Como el sistema de PaT del neutro de las PS es  $\Delta Y$ , la corriente de falta entre el transformador e inversor, pasa directamente al neutro del transformador a través de la malla. La corriente de puesta a tierra vale cero. En consecuencia, las tensiones de contacto son nulas y la instalación puede considerarse segura.

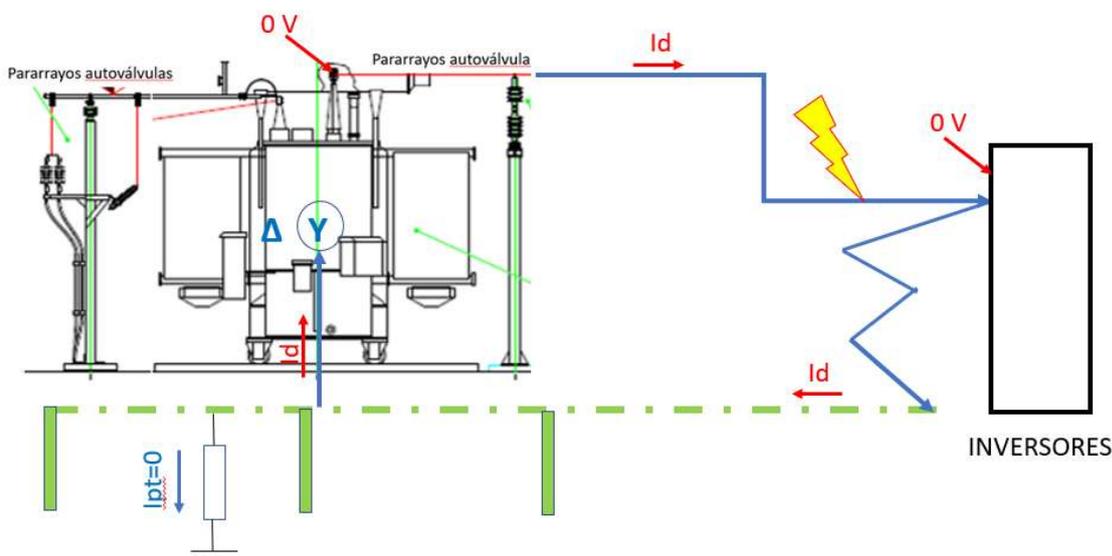


Ilustración 43 Simulación de cc monofásico a tierra en BT.

### COMPROBACIÓN DE LA MALLA DEL CONDUCTOR DE EVACUACIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO HASTA ST "GENERACIÓN" FRENTE A CORTOCIRCUITOS:

Una vez que se encuentra unida la malla de la planta FV y de la ST "GENERACIÓN", se comprueba con la (**UNE 20460-90/5-54**), que la densidad de corriente por la malla del conductor HEPZ1 3(1X240) mm<sup>2</sup> de Al de la LSAT (3ª categoría) a 30 kV de la evacuación de la planta FV soporta



la  $I_{cc}$  a tierra de la planta, es decir el  $I^2 * t$  del cortocircuito es inferior a la admisible por la pantalla del conductor.

Para ello el parámetro de diseño va a ser seleccionar el tiempo de interrupción del cortocircuito con la protección 50N.

Datos conductor que une la malla del campo FV con la ST GENERACION:  
**HEPRZ1 3X(2x240) mm<sup>2</sup> Al.**



INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR Y PANTALLA (KA)										
SECCIÓN CONDUCTOR / PANTALLA (mm <sup>2</sup> )	U <sub>0</sub> /U	Duración del cortocircuito (s)								
		0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
50	12/20 y 18/30	14,9	10,5	8,6	6,6	4,7	3,8	3,3	2,9	2,7
150		44,7	31,6	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1
240		71,5	50,6	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9
400		119,2	84,4	68,8	53,2	37,6	30,8	26,4	23,6	21,6
H16		7,75	5,640	4,705	3,775	2,845	2,440	2,200	2,035	1,920
H25		11,965	8,690	7,245	5,795	4,350	3,715	3,340	3,090	2,900
300	26/45	88,2	62,3	50,8	39,4	27,9	22,7	19,7	17,6	16,0
500	y	147,0	103,9	84,8	65,7	46,5	37,9	32,8	29,4	26,7
H25	36/66	12,7	9,2	7,7	6,1	4,6	3,9	3,5	3,2	3,1
		0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0

Ilustración 44 Características del cable HEPRZ1 3(1X240) mm<sup>2</sup> Al

TIPO DE CABLE	TENSIÓN NOMINAL (KV)	NATURALEZA Y SECCIÓN	SECCIÓN PANTALLA Cu (mm <sup>2</sup> )	LONGITUD SUMINISTRO (m)	Diámetro exterior (mm)	Peso (daN/Km)	Espesor cubierta (mm)	U <sub>0</sub> (KV)	U (KV)	U <sub>m</sub> (KV)	U <sub>p</sub> (KV)	Gradiente conductor (KV/mm)	Gradiente p/pantalla (KV/mm)
HEPRZ1 12/20 1X50 K Al + H16	12/20	Al-50	16	820	26,2	935	2,5	12	20	24	125	4	2,4
HEPRZ1 12/20 1X150 K Al + H16		Al-150	16	1000	32,5	1435	3,0						
HEPRZ1 12/20 1X240 K Al + H16		Al-240	16	1000	37,1	1920	3,0						
HEPRZ1 12/20 1X400 K Al + H16		Al-400	16	1000	43,1	2565	3,0						
HEPRZ1 18/30 1X50 K Al + H16	18/30	Al-50	16	580	31,4	1310	2,7	18	30	36	170	4	2,4
HEPRZ1 18/30 1X150 K Al + H25		Al-150	25	1000	37,7	1795	3,0						
HEPRZ1 18/30 1X240 K Al + H25		Al-240	25	1000	42,5	2315	3,0						
HEPRZ1 18/30 1X400 K Al + H25		Al-400	25	1000	48,5	2965	3,0						
HEPRZ1 26/45 1X300 K Al + H25	26/45	Al-300	25	1000	47,7	1485	3	26	45	52	250	8	4
HEPRZ1 36/66 1X300 K Al + H25	36/66	Al-300	25	750	55,9	3635	3	36	66	72,5	325	8	4
HEPRZ1 36/66 1X500 K Al + H25		Al-500	25	600	62,5	4610	3						

Ilustración 45 Características del cable HEPRZ1 3(1X300) mm<sup>2</sup> Al frente a cc

Comprobamos que el cable:

$$K^2 * S^2$$

Tiene un valor superior al  $I^2 * t$  de la instalación en condiciones de cortocircuito (**I<sub>cc1</sub> = 5,7932 kA** según cálculos), lo que lleva a calcular la sección mínima como:



$$S = \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{K}}$$

Determinamos K como

$$K = \sqrt{\frac{Q_C \cdot (B + 20)}{\rho_{20}} \cdot \ln\left(1 + \frac{\vartheta_f - \vartheta_i}{B + \vartheta_i}\right)}$$

Siendo

- QC= Capacidad térmica volumétrica del material del conductor (J/°C·mm<sup>3</sup>)
- B = Inversa del coeficiente de temperatura de la resistencia a 0°C para el conductor (°C)
- ρ<sub>20</sub> = Resistividad eléctrica del material del conductor a 20°C (Ω·mm)
- θ<sub>i</sub> = Temperatura inicial del conductor, 30 (°C).
- θ<sub>f</sub> = Temperatura final del conductor (°C)

Tomando de la **UNE 20460-90/5-54**, los valores:

MATERIAL	B(°C)	QC(J/°C·mm <sup>3</sup> )	ρ <sub>20</sub> (Ω·mm)	$\sqrt{\frac{Q_C \cdot (B + 20)}{\rho_{20}}}$
Cobre	234,5	3,45·10 <sup>-3</sup>	17,241·10 <sup>-6</sup>	226
Aluminio	228	2,5·10 <sup>-3</sup>	28,264·10 <sup>-6</sup>	148
Plomo	230	1,45·10 <sup>-3</sup>	214·10 <sup>-6</sup>	42
Acero	202	3,8·10 <sup>-3</sup>	138·10 <sup>-6</sup>	78

Tabla 54 B

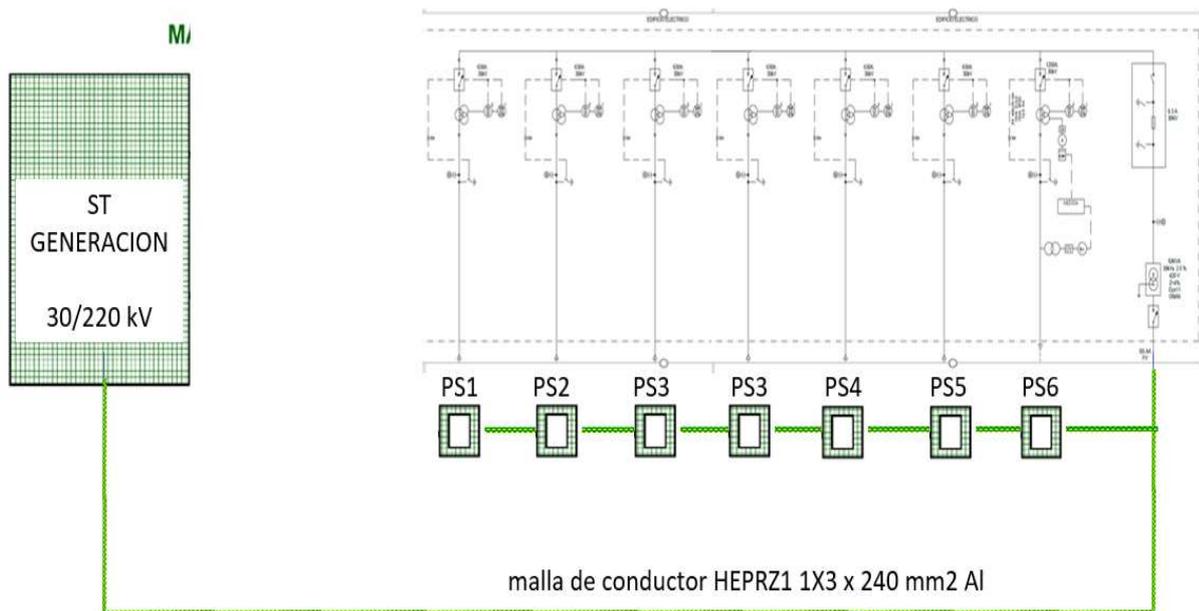
CONDUCTORES DE PROTECCIÓN UNIPOLARES, AISLADOS			
VALORES DE K	Naturaleza del aislante de los conductores de protección		
	PVC	XLPE, EPR	BUTIL
Temperatura final (°C)	160	250	220
Material conductor	VALOR DE K		
COBRE	143	176	166
ALUMINIO	95	116	110
ACERO	52	64	60

**Conclusión:**

Para el cc existente, no es un factor limitante la malla, pues garantiza para tiempos superiores a 3s, muy superiores a los tiempos de actuación de las protecciones (0,1-0,4s), garantizando que puede soportar el cc, sin fallo.



La malla del parque FV queda de la siguiente configuración, uniendo las mallas de las Power Station (PS) con la ST GENERACIÓN unidas por la malla del conductor de evacuación de energía del parque FV (**HEPRZ1 3x(2x240)mm2Al**).



La resistencia de PaT de los electrodos tipo de PS1 a PS6, utilizando la configuración **80-25-5-88**, resultan:

$$R_{PS1} = K_r \cdot \rho = 0,042 \cdot 150 = 6,3 \Omega$$

Luego:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{1}{R_{PS1}} + \frac{1}{R_{PS2}} + \frac{1}{R_{PS3}} + \frac{1}{R_{PS4}} + \frac{1}{R_{PS5}} + \frac{1}{R_{PS6}} + \frac{1}{R_{STGENERACION} + R_{cable}} =$$

*Nota: Se pueden ver los cálculos de  $R_{STGENERACION} = 5,3418 \Omega$  en EXCELL adjunta.*

## 10. LÍNEA DESDE EL INVERSOR HASTA EL TRANSFORMADOR (5 MVAs)

Para la evacuación de los 1.650 kW de cada inversor hasta cada POWER STATION (PS1 a PS6) se necesita un conductor tipo **RZ1 0,6/1 kV 4(4x300)mm2 Cu Cl2**, que tiene una intensidad admisible entubado (para dar un mayor coeficiente de seguridad, aunque podría estar en la PS al aire) de 1484 (4x486A), superior a los 1833,33 A que demanda la instalación.

*Nota: Se pueden ver los cálculos con los datos del conductor en la HOJA EXCELL "Cálculo del conductor" adjunta*

## 11. LÍNEA DESDE EL TRANSFORMADOR HASTA EL CENTRO DE SECCIONAMIENTO



Para la evacuación de los 1,650 kW de cada inversor hasta el transformador 30/0,9kV y potencia 5 MVAs del parque fotovoltaico se necesita un conductor tipo **HEPRZ1 18/30kV 3(1x50) mm2 Al Cl2**, que tiene una intensidad admisible al aire de 180 A, superior a los 35,8 A que demanda la instalación.

*Nota: Se pueden ver los cálculos con los datos del conductor en la HOJA EXCELL "Cálculo del conductor" adjunta*

## 12. LÍNEA DESDE EL CENTRO DE SECCIONAMIENTO HASTA LA SUBESTACIÓN

Para la evacuación de los 31,82 MW del parque fotovoltaico hasta la ST "GENERACIÓN", se necesita un doble conductor tipo **HEPRZ1 18/30kV 3(2x300) mm2 Al Cl2**, que tiene una intensidad admisible bajo tubo, de 680 A (2x340), superior a los 641,5 A que demanda la instalación.

*Nota: Se pueden ver los cálculos con los datos del conductor en la HOJA EXCELL "Cálculo del conductor" adjunta*

Cable tipo HEPRZ1-300		
Potencia nominal demandada a la línea (KW)	30.000	30000
Tensión nominal (V)	30.000	30000,00
Factor de potencia	0,9	0,90
Intensidad real $I_R$ MT (A)	<b>641,50</b>	641,50
cdt admisible (%)	1,5	1,5
Intensidad máx entubado $I_{N\ MAX\ ENTUB}$ (A)	0	<b>340</b>
Resistencia $R_{90^{\circ}C}$ ( $\Omega$ /km)	1,1129	0,1282
Reactancia X (W/Km)		0,1120
Longitud real de la línea L (m)	285	285
Momento eléctrico real (Me REAL (kW*km)	8.550.000	8.550.000
Momento eléctrico máximo admisible Me MAX (kW*m)	12.130.875	73.991.222
cdt real (%)		<b>0,173</b>

La línea subterránea se tenderá en una zanja bajo tubo, según la figura adjunta, cumplimiento la LAT06 del RD 223/2004 el que se aprueba el Reglamento de líneas eléctricas de alta tensión y sus ITCS complementarias.

Próxima a la superficie, a unos 0,3 m, se dispondrá una cinta de señalización que advierte de la presencia de un cable eléctrico de alta tensión.

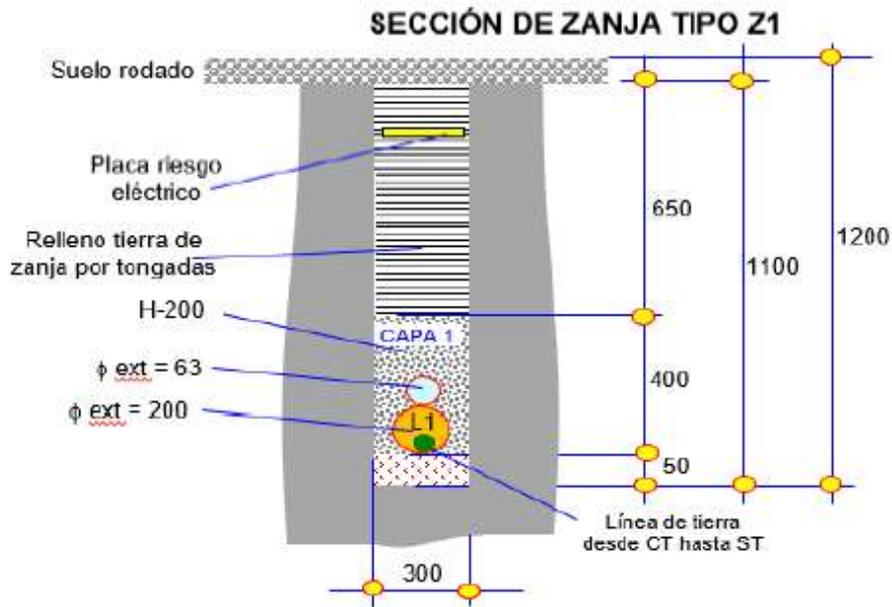


Ilustración 46 sección de zanja desde Parque FV a ST GENERACION

Las pérdidas de energía conductor con conductor tipo **HEPRZ1 18/30kV 3(2x300) mm<sup>2</sup> Al Cl2**, en la línea de longitud 0,265 km, son:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I^2 = 2x(3 \times 0,1603 \times 0,265 \times 641,5^2) = 104,89kW$$

$$\Delta P (\%) = 0,35\%$$

### 13. CUADRO DE PROTECCIÓN Y CONTROL

Todas las instalaciones generadoras en Régimen Especial estarán dotadas de un **sistema de protección y un interruptor automático de corte general para permitir su desconexión en caso de una falta en la red o en la instalación generadora.**

El interruptor automático estará dotado de un automatismo que permitirá su reposición de forma automática si su apertura se ha producido por actuación de las protecciones voltimétricas (**27, 59, 59N, 81m/M**) instaladas en el punto de interconexión con la red.

El automatismo permitirá el cierre si se cumplen las siguientes condiciones:

- Presencia de tensión de red, estable como mínimo durante 3 minutos
- No existe actuación de las protecciones de sobreintensidad (50/51)



Los equipos de control y protección irán ubicados en cuadros que se instalará en el interior del edificio en sus distintos compartimentos.

Armario de protecciones, señalización y control conteniendo el relé siguiente:

Armario de protecciones para la parte de 30 kV.

## 14. SISTEMA DE PROTECCIONES

### 14.1 PROTECCIONES.

**Protección de la LSAT** (3ª categoría) a 30kV desde la planta FV hasta la ST GENERACION, se realiza en la celda de la ST GENERACION, mediante un interruptor automático en la celda, con relé de sobreintensidad (51).

**Protección de cabecera** para conexión de la Planta Fotovoltaica con la red de compañía están asociadas al interruptor general y deberán incluir:

- **Tres (3) relés de mínima tensión (27)** conectados entre fases, ajustados al 85 % de la Tensión nominal o tensión de contrato y tiempo máximo de actuación en 1,5 segundos.

*(27) RELE DE BAJA TENSION. Es un relé que funciona con un valor dado de tensión mínima.*

- **Un (1) relé de máxima tensión (59)** ajustado al 110% y 115% de la Tensión nominal (se puede considerar para este ajuste como tensión nominal la habitual de servicio) y tiempo máximo de actuación de 1,5 y de 0,2 segundos respectivamente.

*(59) RELE DE SOBRETENSION. Es un relé que funciona cuando la tensión aplicada es superior a un valor predeterminado.*

- **Un (1) relé de máxima tensión homopolar (59N) conectado en triangulo abierto** ajustado a 20 voltios para T/t con secundario en triangulo abierto de tensión nominal 110/3 con una temporización en 0,6seg.
- **Un (1) relé de máxima y mínima frecuencia (81m-M)** ajustado en 51 Hz el de máxima frecuencia con tiempo máximo de 0,5 segundos y en 48 Hz el de mínima frecuencia y tiempo máximo de actuación de 3 segundos.

*(81) RELE DE FRECUENCIA. Es un relé que opera cuando la frecuencia o la relación de cambio de la frecuencia es superioro inferior a un valor establecido.*



**Protección antiisla:** Es una protección específica del inversor, tiene por objeto evitar que la instalación generadora energice la línea de la distribuidora, pudiendo provocar un accidente en las instalaciones de la distribuidora en clientes conectados a la línea.

Puede realizarse con teledisparo (*ver nota*) con el interruptor de interconexión o voltimétrica, controlando únicamente la tensión.

*NOTA. Se puede prescindir si la instalación admite reenganche incondicional por parte de la distribuidora y el sistema de telecontrol y telemedida en tiempo real garantizan que no pueda quedar en isla.*

Para tensiones  $\leq 66$  kV los relés de protección voltimétricos (27,59, 59N y 81) dispondrán de control por watch-dog y la activación del mismo provocará disparo y enclavamiento del interruptor de interconexión."

**Es una práctica habitual que estén incluidas en los inversores y a fecha de hoy, NO SON OBLIGATORIAS.**

**Se espera que en unos meses, cuando aparezca la nueva ITC-BT40, se mencionen, y en el caso de que sean obligatorias, deberán cumplir la norma UNE- EN 62116 (UE) y la UNE 217002 española.**

#### **(\*) COMENTARIOS SOBRE LA NECESIDAD DE RELÉ DE SOBREINTENSIDAD (51)**

**Nota 1: (51) RELE DE SOBREINTENSIDAD TEMPORIZADO DE C.A..** Es un relé que funciona cuando la intensidad en un circuito de c.a. sobrepasa un valor dado y en el cual la intensidad y el tiempo de operación están inversamente relacionados según una determinada curva de actuación.

**Nota 2:** En la generación FV con inversores, no aparta a la falta más intensidad que la nominal, con lo cual **NO PUEDE PROTEGERSE MEDIANTE ELEMENTOS DE SOBREINTENSIDAD.** La protección es interna del inversor, bien por mínima tensión o desequilibrio, por el transitorio de corriente que sufren los IGBTs, o tras la desconexión a red por su protección antiisla.



55/59

MT 3.53.01 (16-03)  
ANEXO II

**ESQUEMA DE PROTECCIONES PARA INSTALACIONES GENERADORAS  
CONECTADAS A RED > 1 KV**

**SIN POSIBILIDAD DE FUNCIONAMIENTO EN ISLA CON SU CONSUMO**

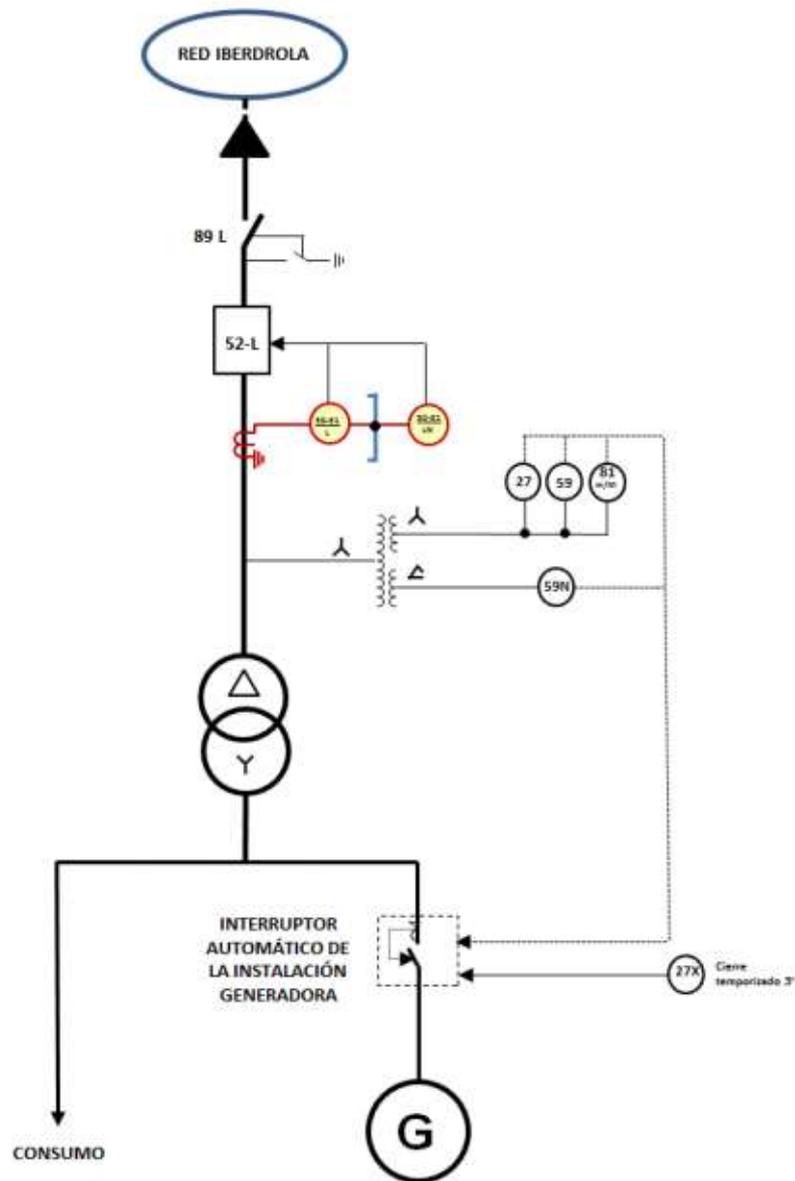


Ilustración 47 Esquema de protección con función antiisla. Fuente: MT 3.53.01



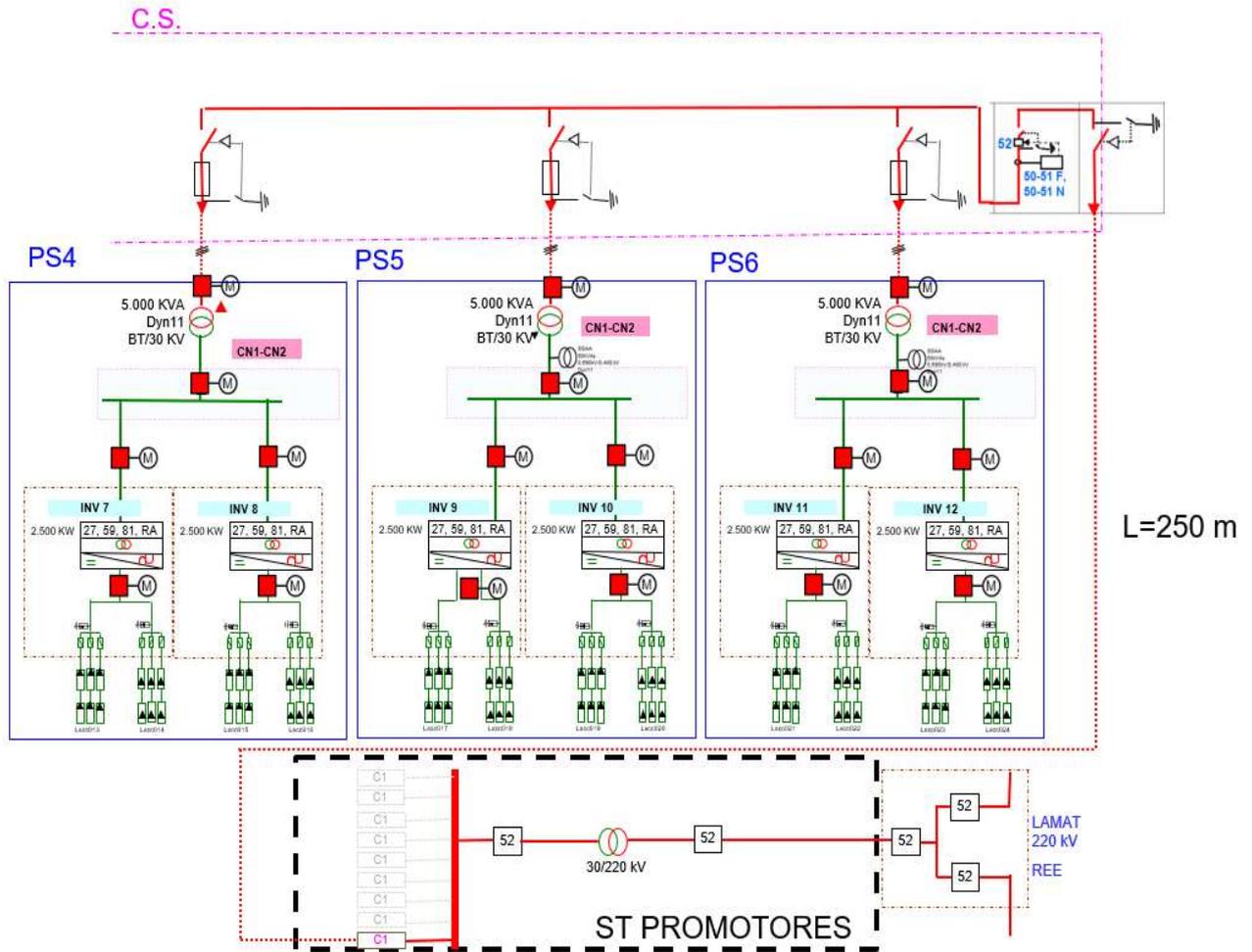


Ilustración 48 Protecciones con interruptores automáticos en cada línea del centro de seccionamiento

### Protecciones:

a.- En corriente continua:

- Inversor: Incorpora una protección integrada de forma que ante una un defecto actúa abriendo un contacto dejando sin tensión a la salida del inversor.

*Nota: No se trata de protección para las personas, que garantice según UNE 60479-1 tensiones de contacto inferiores a las reglamentarias ITC-MIE RAT13.*

*Una protección para las personas se busca con el diseño de los conectores, tratando de hacer inaccesibles las partes activas del conductor, según la figura:*



*Aunque para una mayor protección puede lograrse mediante un relé con un contacto NC alimentado en CC después de los conectores de forma que al retirarse el conector abre los strings de las placas FV dejando sin tensión el conector.*

El inversor, según la norma UNE 206007-1, **debe detectar una resistencia de aislamiento** entre las partes activas del generador FV (positivo y negativo) y tierra por debajo del valor marcado por la UNE-EN 62109-2, debiendo indicar un fallo de aislamiento y no conectar a red y disparar la protección.

*Nota: La norma UNE 206007-1, exige a todos los inversores vigilancia de aislamiento, si no tiene transformador integrado **obliga a disparar**.*

*En otros casos con los inversores con transformador integrados, el riesgo se circunscribe a la parte de los módulos, ya que cualquiera de los dos transformadores (de alta o baja frecuencia) proporciona aislamiento hacia la parte de alterna con lo que no hay aportación de la red.*

*Como son sistemas aislados, la corriente está limitada a la que proporciona la capacidad parásita y el disparo es opcional, sería un esquema similar aun IT en continua*

Previamente a la puesta en marcha se debe realizar el ensayo colocando una resistencia ente negativo y tierra inferior al valor marcado por la UNE-EN 62109-2.

- Interruptor motorizado en cc, que ante cualquier defecto desde los generadores hasta el inversor, abre el inversor, dejándolo sin tensión.

b.- En corriente alterna BT:

- Inversor: El inversor incorpora la protección de funcionamiento antiisla, según se ha indicado anteriormente.



Protección de la línea que vierte el PS (POWER STATION), mediante fusible.

### Opción 2

Existe otra opción, más ventajosa desde el punto de vista de mantenimiento, en la siguiente propuesta, mediante interruptor automático en el centro de seccionamiento.

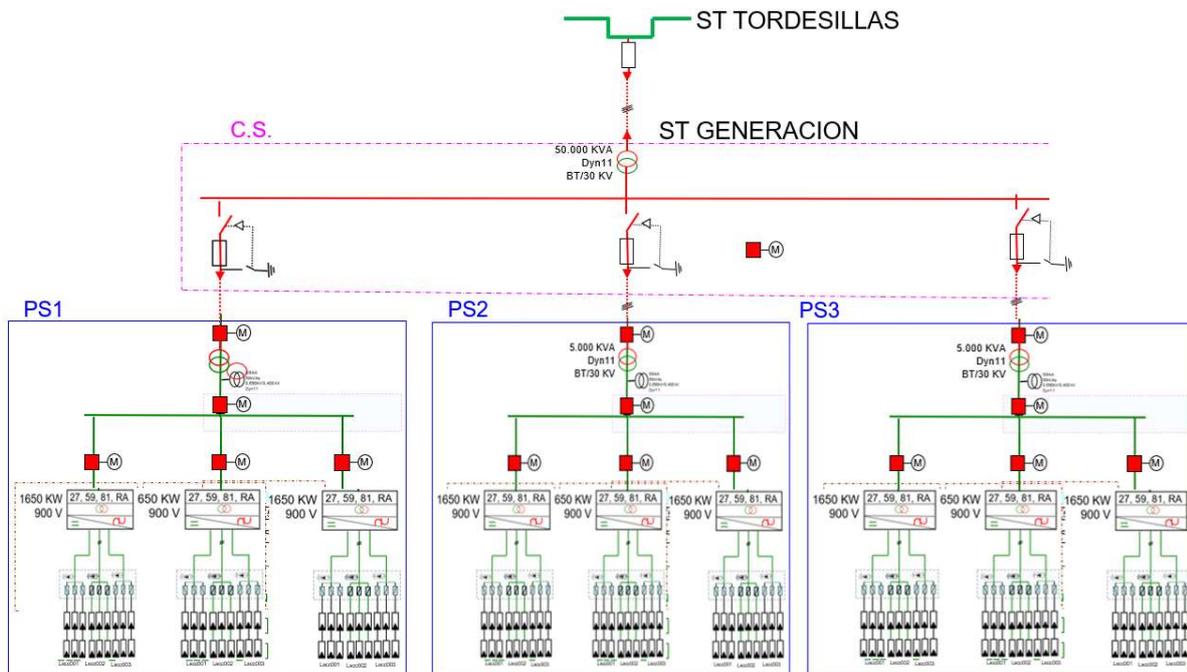


Ilustración 49 Protecciones con fusibles en cada línea del centro de seccionamiento (PS1 a PS3)

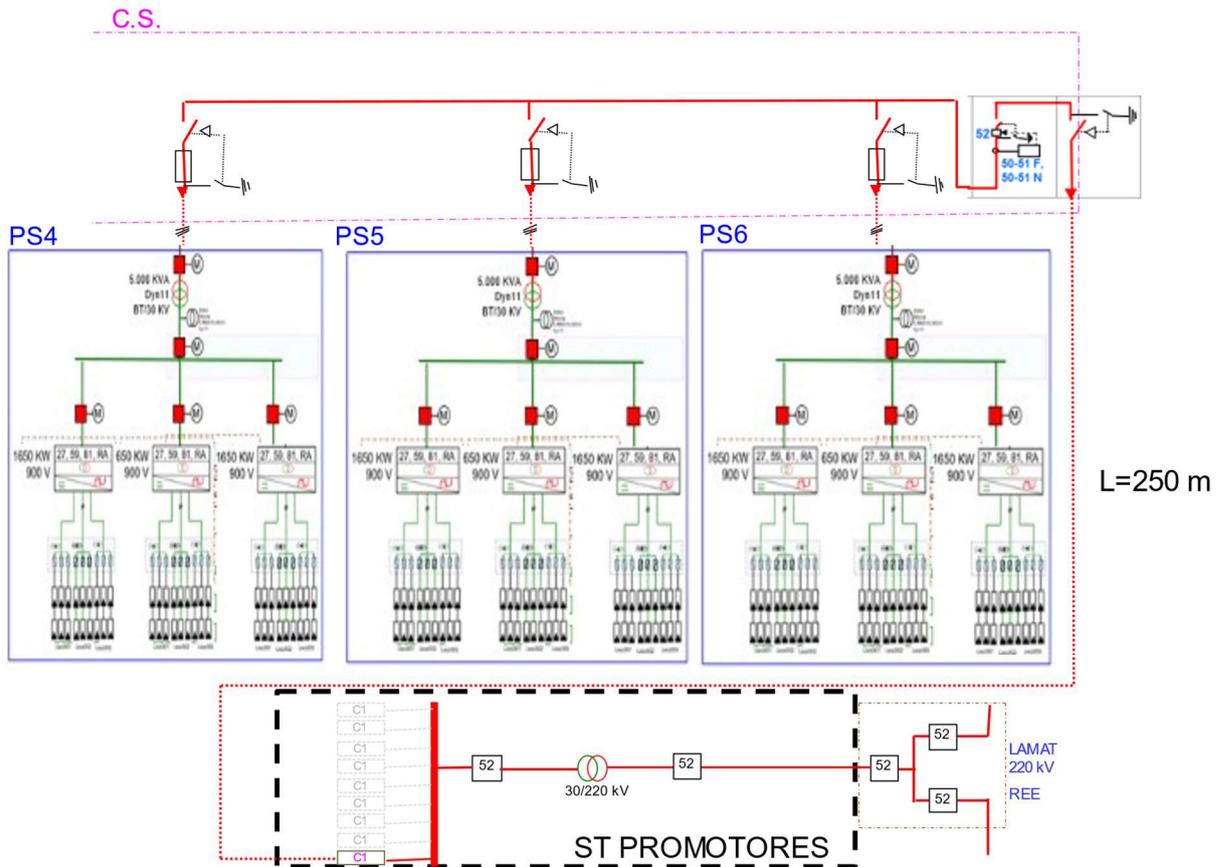


Ilustración 50 Protecciones con fusibles en cada línea del centro de seccionamiento (PS4 a PS6)

### 14.3 ELEMENTOS DE PROTECCION DE LINEA EN EDIFICIO DE SECCIONAMIENTO EN SUBESTACION

Procedente de los 6PS (PS01 a PS06) que en total suponen una potencia de 30 MVAs llega al edificio eléctrico o centro de seccionamiento una línea por cada PS con cable **HEPRZ1-70 26/45 kV 3(1x70) mm2 Al**. Esta línea soporta una intensidad máxima en tubo (según la ITC LAT 06) de 148 A, superior a los 106,92 A de cada PS que tienen una potencia unitaria de 5MVAs.

Para ello, calculamos la línea con las características del conductor a una temperatura de 90°C, y resulta que cumple las especificaciones el conductor HEPRZ1-70 26/45 kV 3(1x70) mm2 Al :

Cable tipo HEPRZ1-70		
Potencia nominal demandada a la línea (KW)	5.000	5.000
Tensión nominal (V)	30.000	30.000
Factor de potencia	0,9	0,9
Intensidad real $I_R$ MT (A)	<b>106,92</b>	106,92
cdt admisible (%)	1,5	1,5
Intensidad máx entubado $I_{N,MAX,ENTUB}$ (A)	0	<b>148</b>



Resistencia $R_{90^{\circ}\text{C}}$ ( $\Omega/\text{Km}$ )	1,1129	0,5679703
Reactancia $X$ ( $\Omega/\text{Km}$ )		0,14
Longitud real de la línea $L$ (m)	155	155
Momento eléctrico real $Me_{\text{real}}$ ( $\text{kW}^*\text{Km}$ )	1.425.000	<b>775.000</b>
Momento eléctrico máximo admisible $M_{E_{\text{MAX}}}$ ( $\text{KW}^*\text{m}$ )	12.130.875	21.233.914
cdt real (%)	0,176	<b>0,101</b>

*Nota:(Se pueden revisar los cálculos con la HOJA EXCELL "Calculo del conductor" adjunta)*

El edificio de la subestación sirve como centro de seccionamiento, será modelo M1/1 de Ormazabal y contiene las siguientes celdas de 24kV y 630A , con las siguientes características:

- Celda interruptor automático con protección de 36kV.
- Celda protección con fusibles 36kV.



### cgm.3 36 kV (IEC) / 630 A / 21 kA

El sistema cgm.3 dispone de una gama de celdas compactas (RMU) con aislamiento en  $\text{SF}_6$  para redes de Media Tensión hasta 36 kV. Este sistema representa la evolución del sistema CGM-CGC, y siguiendo su misma filosofía, mantiene una compatibilidad total con el resto de celdas modulares del sistema cgm.3, así como con el sistema CGM-CGC.

## CARACTERÍSTICAS

Tensión Nominal:

hasta **36 kV**

Intensidad Nominal:

hasta **630 A**

Intensidad de Cortocircuito:

$kA_{p=24125}$  **21 kA**

## 15. ARMARIO DE MEDIDA

A una altura comprendida entre los 1,5 y 1,8m sobre el nivel del suelo, y accesible por todos sus lados, colocaremos un armario de medida para 30 kV., normalizado por la empresa distribuidora para interior, para la medición de la energía consumida en la instalación, capaz de contener:

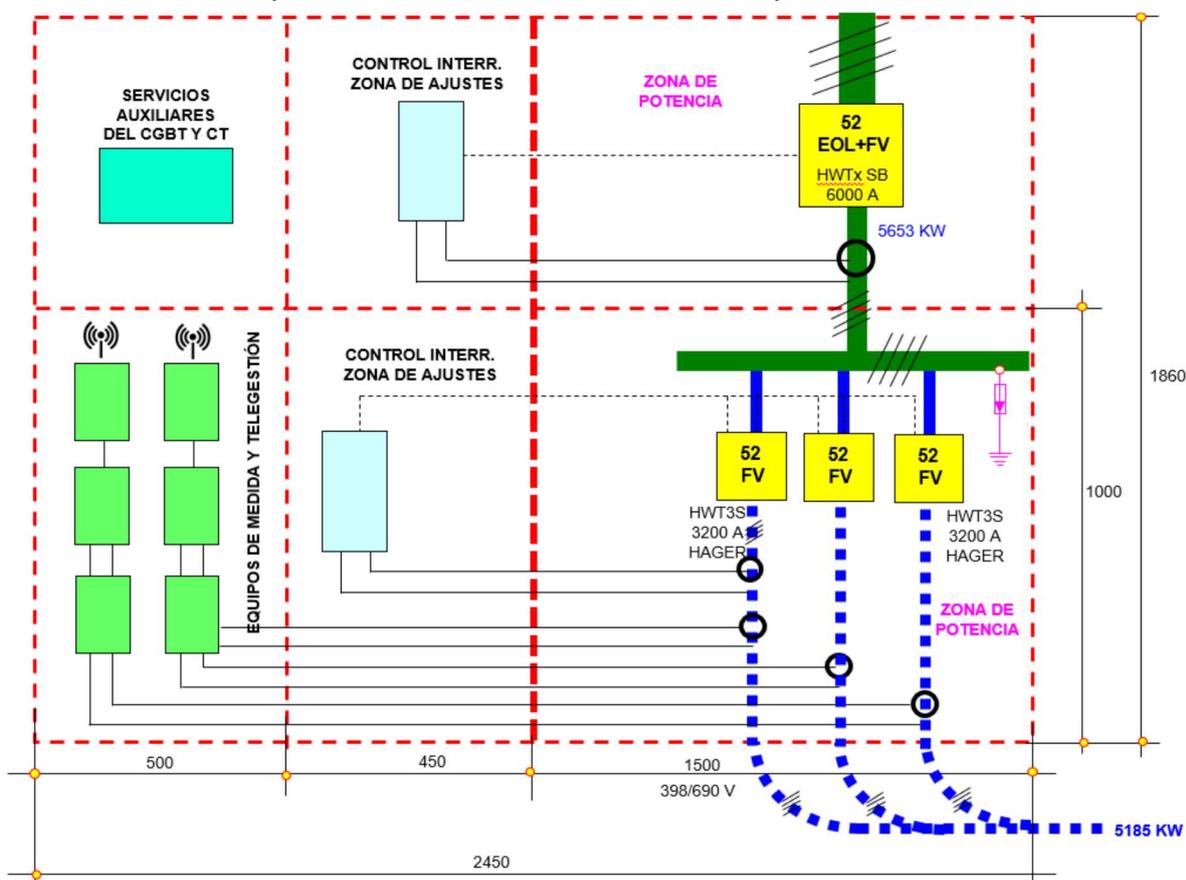


## 1 Modem GSM

### 1 Convertido de MODEM

2 Contadores registradores electrónicos, combinados 4 hilos, para la medida de energía activa (clase 0,2 s) y reactiva (clase 0,5). Para conexión a trafos X/5 A. y X/110:√3V.

Como se aprecia en la figura que sigue, el CGBT, III+N, 6000 A, 398/690 V, dispone de los embarrados correspondientes:



## 16. TELECONTROL

La función del sistema de Telecontrol es actuar sobre el sistema (dispositivo, elemento) de conexión de la instalación generadora con la red de I+DE REDES INTELIGENTES S.A.U, para permitir su desconexión remota en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden.

El sistema de telecontrol se ubicará en el punto de conexión con la red de La distribuidora Distribución, mediante un centro de seccionamiento



de conexión a red. Dicho sistema de telecontrol cumplirá con los criterios técnicos definidos en la normativa de la distribuidora .

## 17. TELEMEDIDA EN TIEMPO REAL

Con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad, seguridad y calidad del sistema eléctrico, se enviarán medidas en tiempo real a los centros de control de la distribuidora, independientemente del envío de medidas a enviar al operador del sistema (Red Eléctrica de España).

Se instalará una permita adquirir las siguientes medidas:

- Potencia activa de la instalación fotovoltaica mediante medida analógica bidireccional.
- Potencia reactiva de la instalación fotovoltaica mediante medida analógica bidireccional.
- Tensión de la instalación fotovoltaica mediante medida analógica.

## 18. CABLES DE FUERZA Y CONTROL

Los cables discurrirán por canalizaciones en el suelo de la subestación.

La sección de los conductores se dimensionará de forma que la caída de tensión entre la fuente de alimentación y el consumidor a una temperatura de 30°C, no exceda del:

- 5% para circuitos auxiliares de corriente alterna en condiciones normales de explotación.
- 3% para circuitos de mando y señalización de corriente continua.
- 0,5% para los circuitos de medida y acoplamiento.

La sección para los circuitos de intensidad será como mínimo de 4 mm<sup>2</sup> y la de los circuitos de tensión de 2,5 mm<sup>2</sup> y será compatible con la potencia de precisión de los transformadores, teniendo en cuenta los consumos (aparatos de medida más la potencia absorbida por el cable).

Todos los cables de control serán de cobre de una sección mínima de 1,5mm<sup>2</sup> para los circuitos de mando y señal con una tensión de prueba de 2500V durante 1 minuto a 60 Hz.

Las bandejas y canales estarán dimensionadas de forma que una vez está totalmente terminado el cableado, quede una capacidad disponible de un 25% de su capacidad total.

Se colocarán cajas con bornas de centralización en los puntos donde sea necesario con prensaestopas y todo el material necesario para su montaje.

Todos los cables irán numerados en sus extremos así como sus hilos de forma indeleble, por medio de un manguito de plástico en el que se indicará número de cable e hilo, borna en la que esta conectada y borna en la que se conecta en el otro extremo.

Las bornas serán de montaje sobre carril normalizado DIN de 32 ó 35mm. Serán del tipo borna seccionable para circuitos de intensidad. Estarán capacitadas para albergar con holgura el conductor a conectar, de forma que no se produzcan calentamientos apreciables.

## 19. ALUMBRADO INTERIOR Y EXTERIOR

La instalación de **alumbrado interior** se realizará bajo tubo de PVC rígido y mecanismos de superficie.

El alumbrado interior del edificio de control se realizará a base de tubos fluorescentes. Se dispondrá en circuito, accionados por un interruptor, situado próximo a la puerta de entrada. El nivel de iluminación será de 250 lux, reforzándose en las zonas que exijan un nivel superior. El encendido de este alumbrado será de forma manual.

Para casos de emergencia se preverán equipos autónomos que proporcionen 7 lux en el edificio de control durante un mínimo de tres horas. La puesta en funcionamiento será de forma automática cuando la tensión de los servicios auxiliares de la instalación descienda por debajo del 80% de su valor nominal. Así mismo en las puertas se instalarán bloques autónomos con el rotulo de "SALIDA".

Se instalarán cajas con una toma de corriente de 32A, II+T tipo CETAC Y UNA TOMA DE 16A, II+T TIPO schuko, y un interruptor automático de encendido en el interior del edificio.

Para la iluminación exterior, tal y como puede verse en planos adjuntos, se dotará a la subestación de dos puntos de alumbrado realizado por medio de un proyector situado en el suelo.

El encendido de este alumbrado se produce manual o automáticamente por medio de un reloj programador instalado en el cuadro de servicios auxiliares, en el que irá montado el contactor y los fusibles que protegen el correspondiente circuito.

Se incluirán cables, cajas de derivación, tubo de PVC, terminales y todo aquel material necesario para el montaje completo de alumbrado.

## 20. ELEMENTOS DE SEGURIDAD

De acuerdo con la instrucción técnica complementaria ITC-RAT14, como sistema de protección contra incendios se instalarán en el edificio de control un extintor de CO<sub>2</sub>, de eficacia 89-B y una luminaria autónoma automática de alumbrado de emergencia y señalización de 315 lúmenes.

Según ITC-RAT 12, apartado 3. Las distancias en el aire entre elementos en tensión y estructuras metálicas puestas a tierra para una tensión elevada por el material de 36 kV eficaces, es de 480mm entre fases y entre fases y tierra.

## **20.1 OBRA CIVIL**

La obra civil para la construcción de la Subestación consistirá en:

- Explanación y acondicionamiento del terreno, a un único nivel para todas las instalaciones de intemperie, lo que implica la realización de excavaciones, rellenos, compactación y estabilidad mediante taludes.
- Ejecución de los accesos en la entrada a la subestación.
- Construcción de cerramientos. Todo el recinto de la instalación estará protegido por un cierre metálico para evitar el acceso a la misma de personas extrañas. La altura mínima del mismo será de 2,20 m, de acuerdo con el reglamento en vigor (ITC-RAT 15).
- Realización de la puerta principal de acceso a la subestación que constará de dos hojas metálicas giratorias, con un ancho total de 4 m.
- Drenaje de aguas pluviales, vertiendo los colectores, formados por cuneta y tuberías, en las cunetas próximas.
- Realización de las cimentaciones para estructura principal y soportes de aparellaje.
- Bancada para el transformador de potencia.
- Canalizaciones para los cables de potencia y control. Las zanjas se construirán con bloques normalizados de hormigón prefabricado, colocados sobre un relleno filtrante en el que se dispondrá un conjunto de tubos porosos, constituyendo un sistema de drenaje que elimine cualquier tipo de filtración y conserve las zanjas libres de agua.

- Malla de puesta a tierra, enterrada a 1 m de profundidad.
- Construcción del edificio de control y celdas de M.T. en base a paneles prefabricados de hormigón.
- Recubrimiento, en toda la explanada de la Subestación, de una capa de grava de 10 cm de espesor con objeto de aumentar la resistividad superficial del terreno y así reducir la longitud de cable necesaria de la malla de puesta a tierra para controlar los gradientes de tensión en la superficie en caso de falta a tierra. Dicha capa de grava también sirve para mejorar el drenaje, proteger la explanada de su desecación y para evitar la generación de polvo en la instalación.

## 21. CENTRO DE SECCIONAMIENTO

Se realizará una Subestación Tipo de Maniobra a 30 kV de simple barra, con apartamento de servicio en interior con aislamiento en SF6 según especificaciones de la Cia Distribuidora.

La disposición eléctrica general será un sistema de 30 kV compuesto por:

- Posiciones de línea para la conexión de la entrada – salida (con interruptor automático, su correspondiente seccionador de aislamiento y puesta a tierra y transformador de tensión de línea)
- 1 posición de conexión (con interruptor automático, su correspondiente seccionador de aislamiento y puesta a tierra y transformadores de intensidad y tensión).

## 22. CONCLUSIONES

### 22.1 Resultados en la PLANTA FV de 31,82:

- La ubicación de la planta FV resulta idónea, al estar en las inmediaciones de la ST GENERACIÓN, tanto los costes de infraestructuras (inexistencia de cruzamientos, ni topes) **minimizando las pérdidas de energía transporte en la evacuación** (0,035%).
- Se ha buscado la **disposición óptima de las POWER STATION** (PS1 a PS6) para lograr geometrías simétricas que permitan que las cargas de los conductores desde los cajas de nivel2 (CN2) sea muy similar (LSCCxxx).
- Se ha adoptado la separación entre filas óptima desde el punto de maximizar la producción reduciendo las sombras, adoptando la **configuración más conservadora** que es la convencional (no haya sombra a medio día el 21 de diciembre) y aplicando una mayoración del 20%, nos da una separación entre filas de **4 metros**, suficiente para que entre la máquina de limpieza de las placas por las filas. Logramos evitar el efecto de puntos calientes sobre sombras parciales sobre los paneles que causan puntos calientes mediante la instalación de diodos de bloqueo.
- Puesta a tierra, resulta inviable realizar una PaT con cumplimiento de requisitos reglamentarios de seguridad (ITC-RAT 13), sobre suelo natural, siendo necesaria una **solera de hormigón**.
- El criterio de optimización del diseño se ha buscado **alcanzar la tensión máxima en DC posible en la serie** (serie resultante por diseño de 26 paneles), respetando la tensión máxima nominal de los módulos fotovoltaicos y del inversor. Esto se hace para minimizar las pérdidas de transmisión de energía de DC.

### 22.2 Resultados en PROTECCIONES:

- En las protecciones en corriente continua para las personas, pues al tratarse de intemperie, local mojado (REBT ITC-BT-30), la tensión máxima admisible es de 24V. El inversor al no tener el transformador integrado en el inversor (PS), según la norma UNE 206007-1, debe detectar una resistencia de aislamiento entre las partes activas del generador FV (positivo y negativo) y tierra por debajo del valor marcado por la UNE-EN 62109-2, debiendo indicar un fallo de aislamiento y no conectar a red y disparar la protección.

**Propuesta protección adicional:** Esta protección habitualmente no se realiza en las instalaciones existentes con tensiones existentes en las series de 900 Vcc y **se considera una protección adicional a la establecida en el inversor, según la UNE-EN 62109-2, incluir en el diseño un relé con un contacto NC alimentado en CC después de los conectores de forma que al retirarse el conector abre los strings de las placas FV dejando sin tensión el conector.**

- En el diseño de la PaT de las POWER STATION (PS1 a PS6), por el método de UNESA, resulta indicado una separación entre la puesta a tierra de servicio de protección y neutro de 39,4 metros. Se propone una medida de seguridad alternativa que permita realizar una PaT única de todos los PS, la planta FV, unida a la malla del cable de evacuación (**HEPRZ1 18/30kV 3(2x300) mm2 Al Cl2**), que resulta adecuado para poder conducir una eventual corriente de cortocircuito hacia la malla de la ST "GENERACIÓN".
- Se observa por la topología de la red seleccionada con tierra única de la planta FV unida a la malla del conductor de evacuación de energía a la ST "GENERACIÓN" y con los centros de transformación ( $\Delta$ -Y) que la **intensidad de defecto a tierra es nula y por lo tanto la instalación es intrínsecamente segura.**
- Se considera óptima la **configuración radial de las posiciones de las PS, respecto al centro de seccionamiento**, colocado en el centro geométrico de la parcela, en una parcela como la analizada, que evita la instalación de 6 celdas de línea y otras 6 celdas de remonte, en 6 centros de seccionamiento independientes, simplificando la instalación a efectos de mantenimiento y coste final.
- Para simplificar el mantenimiento, se opta por proponer la instalación de **interruptores automáticos** en las celdas de protección del centro de seccionamiento en vez de fusibles (Opción 2 de estudio).
- 

### 22.3 Principales aportaciones del autor TFM

- El trabajo realiza de una forma trazable la justificación de la topología de la Planta FV (número de paneles por tracker partiendo de condiciones TONC del fabricante, separación de filas óptima por método conservador para el estudio de sombras).
- Realiza de forma analítica trazable mediante una EXCELL, los cálculos (elementos de la planta FV y conductores), necesarios para el modelado por impedancias de la planta FV, para el estudio de corrientes de cortocircuito por el método VDE-0102, parte 1/11.71, partiendo de datos reales facilitados por REE.
- Cálculo de la PaT de ST "GENERACIÓN", hasta el valor máximo de capacidad de los interruptores (25kA) y siguiendo los criterios de intensidad de diseño de la distribuidora (I+DE redes Inteligentes S.A.U), para facilitar posibles ampliaciones en la ST, mediante

EXCELL que permite utilizar el IEEE Estándar 80-1986 y validación de los resultados obtenidos reglamentaria.

- Cálculo de la PaT de las POWER STATION de la Planta FV, de forma analítica mediante electrodos normalizados UNESA y validación de resultados reglamentariamente.
- Se ha buscado la máxima simplicidad de la topología, pues se entiende que con la disposición radial de los centros de transformación (PS) hacia el centro de seccionamiento, no sólo se reducen el numero de celdas, sino que se simplifican los enclavamientos necesarios para operaciones de mantenimiento.
- Se incide en la necesidad de instalar protecciones en corriente continua para las personas habitualmente no se realiza en las instalaciones existentes necesarias para dar cumplimiento a REBT ITC-BT-30 para locales mojados.

#### **22.4 Sugerencias para trabajos futuros**

Seguir estudiando formas de protecciones en corriente continua para asegurar la seguridad de las personas en cumplimiento de ITC-BT-30.

Realizar el estudio de tierras por VDE-0102, parte 1/11.71, con un parque EÓLICO.

## 23. REFERENCIAS

- Curso de tierras en Red Eléctrica Española (REE). Autor: Pedro Barroso.
- Renewable Energy Engineering. Cambridge University Autores: Press. Nicholas Jenkins y Janaka Ekanayake.
- Solar Energy Engineering. Soteris A. Kalogirou
- Photovoltaic Solar Energy Conversion. Authors Shiva Gorjian Ashish Shukla
- Photovoltaic Systems Engineering. Author: Roger Messenger
- **UNE 20460-90/5-54.** Determinación de factor k.
- **Norma VDE-0102, parte 1/11.71 "Directrices para el cálculo de corrientes de cortocircuito".**
- **IEC 60502-2 e IEC 60634-5-52.**
- **IEEE Estándar 80-1986.**
- **UNE 206007-1-1 IN: Requisitos de conexión a la red eléctrica. Parte 1. Inversores para la conexión a la red de distribución.**
- **Normativa de compañía distribuidora I+DE REDES INTELIGENTES S.A.U MT 3.53.01**
- **Normativa aplicable, citada en el punto 4.2.5.**

# **ANEXO**

## CARACTERISTICAS DE LINEAS SUBTERRANEAS DE MT

**Tabla 1. Tipos de conductor e impedancias por km**

Conductor	Diam. (mm)	Intens. (A)	R1	X1	R0	X0
Unip. Cu SubCu. 1x95	0,00	310	0,2350	0,1930	2,8200	0,2700
Unip. Cu SubCu. 1x120	0,00	350	0,1870	0,1870	2,2440	0,2610
Unip. Cu SubCu. 1x150	0,00	390	0,1520	0,1810	1,8240	0,2530
Unip. Cu SubCu. 1x240	0,00	505	0,0938	0,1680	1,1250	0,2350
Unip. Al SubAl. 1x95	0,00	240	0,3890	0,1930	4,6680	0,2700
Unip. Al SubAl. 1x150	0,00	305	0,2520	0,1810	3,0240	0,2530
Unip. Al SubAl. 1x240	0,00	395	0,1530	0,1680	1,8360	0,2350
Trip. Cu SubCu. 3x35	0,00	145	0,6480	0,1270	7,7760	0,1770
Trip. Cu SubCu. 3x50	0,00	170	0,4790	0,1220	5,7480	0,1700
Trip. Cu SubCu. 3x70	0,00	210	0,3320	0,1150	3,9840	0,1610
Trip. Cu SubCu. 3x95	0,00	255	0,2400	0,1100	2,8800	0,1540
Trip. Cu SubCu. 3x120	0,00	285	0,1910	0,1060	2,2920	0,1480
Trip. Cu SubCu. 3x150	0,00	325	0,1550	0,1030	1,8600	0,1440
Trip. Cu SubCu. 3x240	0,00	430	0,0956	0,0960	1,1470	0,1340
Trip. Al SubAl. 3x95	0,00	200	0,3980	0,1100	4,7760	0,1540
Trip. Al SubAl. 3x150	0,00	255	0,2570	0,1030	3,0840	0,1440
Trip. Al SubAl. 3x240	0,00	335	0,1570	0,0960	1,8840	0,1340
C-120-B2	14,92	453	0,1480	0,3841	0,2960	1,3109

## CARACTERISTICAS DE LINEAS DE MAT

**Tabla 2. Tipos de conductor e impedancias por km**

Referencia	Rd ( $\Omega$ /km)	Xd ( $\Omega$ /km)	Rh ( $\Omega$ /km)	Xh ( $\Omega$ /km)
HEPR-Z1 76/132 kV 1x630 K Al+H172	0,062	0,179	0,188	0,088
HEPR-Z1 76/132 kV 1x630 K Al+H280	0,062	0,179	0,140	0,082
HEPR-Z1 76/132 kV 1x630 K Al+H350	0,062	0,179	0,124	0,081
HEPR-Z1 76/132 kV 1x1000 K Al+H102	0,040	0,163	0,250	0,090
HEPR-Z1 76/132 kV 1x1000 K Al+H172	0,040	0,163	0,166	0,073
HEPR-Z1 76/132 kV 1x1000 K Al+ H280	0,040	0,163	0,118	0,067
HEPR-Z1 76/132 kV 1x1000 K Al+H350	0,040	0,163	0,102	0,066
HEPR-Z1 76/132 kV 1x1200 K Al+ H102	0,035	0,160	0,245	0,086
HEPR-Z1 76/132 kV 1x1200 K Al+ H172	0,035	0,160	0,161	0,069
HEPR-Z1 76/132 Kv 1x1200 K Al+ H 280	0,035	0,160	0,113	0,064
HEPR-Z1 76/132 Kv 1x1200 K Al + H 350	0,035	0,160	0,097	0,062
XLPE-PE-OL-OT127/220 kV 1x400 K Al+ H 206	0,103	0,209	0,185	0,096
XLPE-PE-OL-OT127/220 kV 1x630 K Al + H 206	0,063	0,193	0,146	0,081
XLPE-PE-OL-OT127/220 kV 1x800 K Al+ H 206	0,051	0,185	0,134	0,079
XLPE-PE-OL-OT127/220 kV 1x1000 K Al + H 206	0,041	0,177	0,124	0,076
XLPE-PE-OL-OT127/220 kV 1x1200 K Al + H 206	0,035	0,173	0,119	0,073
XLPE-PE-OL-OT127/220 kV 1x1000Cu+ H206	0,025	0,176	0,110	0,075
XLPE-PE-OL-OT127/220 kV 1x1200Cu+ H206	0,021	0,168	0,104	0,070
XLPE-PE-OL-OT127/220 kV 1x1600 Cu+ H206	0,016	0,159	0,100	0,065
XLPE-PE-OL-OT127/220 kV 1x2000 Cu+ H206	0,013	0,153	0,098	0,063
XLPE-PE-OL-OT220/400 kV 1x630 K Al + H 206	0,063	0,208	0,131	0,093

**Tabla 3. Valores del coeficiente r para líneas aéreas y subterráneas**

<b>CONDUCTORES DE TIERRA DE LÍNEAS AÉREAS</b>	<b>r</b>	
	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>
110 KV - Acero 50-70 mm <sup>2</sup>		0,98
Acero	0,90	1,00
110 KV - ACSR – Al/Acero - 44/32 mm <sup>2</sup>		0,77
110 KV - ACSR – Al/Acero - 300/50 mm <sup>2</sup>		0,61
Al/Acero	0,40	0,80

<b>PANTALLAS DE CABLES SUBTERRANEOS</b>		
10 KV - Sin armadura		0,85
10 KV - Con armadura fleje acero	0,20	0,65
10-20 KV - Aislado papel - Cu/Pb - 95 mm <sup>2</sup> /1,2 mm	0,20	0,60
10-20 KV - Aislado papel - Al/Al - 95 mm <sup>2</sup> /1,2 mm	0,20	0,30
10-20 KV - XLPE unipolar - Cu/Cu - 95/16 mm <sup>2</sup>	0,50	0,60
30 KV - Sin armadura		0,45
30 KV - Con armadura fleje acero	0,08	0,20
60 KV - Sin armadura		0,28
60 KV - Con armadura fleje acero	0,05	0,15
110 KV - Unipolar relleno de aceite - Cu/Al - 300 mm <sup>2</sup> /2,2 mm		0,37
110 KV - Gas en tubo metálico - Cu/Acero - 300 mm <sup>2</sup> /1,7 mm	0,01	0,03
110 KV - XLPE Unipolar - Cu/Cu - 300/35 mm <sup>2</sup>		0,32
110-220 KV - Envoltura de aluminio sin armadura		0,10
110-220 KV - Gas a presión - Cu/Tubo Acero - 3x185 mm <sup>2</sup>	0,005	0,03
400 KV - Unipolar relleno de aceite - Cu/Al - 1200/1200 mm <sup>2</sup>		0,01

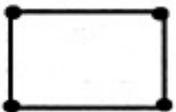
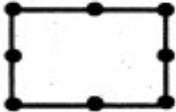
**Tabla 4. Configuraciones tipo electrodos de tierra tipo UNESA**

PARAMETROS CARACTERISTICOS DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA

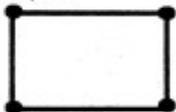
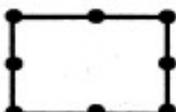
Rectángulo de 8.0 m x 2.5 m.

Sección conductor = 50 mm<sup>2</sup>.  
Diámetro picas = 14 mm.  
L<sub>p</sub> = Longitud de la pica en m.

PROFUNDIDAD = 0'5 m

CONFIGURACION	L <sub>p</sub> (m)	RESISTENCIA K <sub>r</sub>	TENSION DE PASO K <sub>p</sub>	TENSION DE CONTACTO EXT K <sub>c</sub> = K <sub>p(acc)</sub>	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.099	0.0194	0.0587	80-25/5/00
4 picas 	2	0.079	0.0173	0.0379	80-25/5/42
	4	0.067	0.0139	0.0281	80-25/5/44
	6	0.058	0.0116	0.0221	80-25/5/46
	8	0.051	0.0100	0.0182	80-25/5/48
8 picas 	2	0.072	0.0151	0.0314	80-25/5/82
	4	0.057	0.0113	0.0207	80-25/5/84
	6	0.048	0.0090	0.0151	80-25/5/86
	8	0.042	0.0074	0.0117	80-25/5/88

PROFUNDIDAD = 0'8 m

CONFIGURACION	L <sub>p</sub> (m)	RESISTENCIA K <sub>r</sub>	TENSION DE PASO K <sub>p</sub>	TENSION DE CONTACTO EXT K <sub>c</sub> = K <sub>p(acc)</sub>	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.095	0.0137	0.0560	80-25/8/00
4 picas 	2	0.077	0.0119	0.0369	80-25/8/42
	4	0.064	0.0097	0.0276	80-25/8/44
	6	0.056	0.0081	0.0219	80-25/8/46
	8	0.049	0.0070	0.0180	80-25/8/48
8 picas 	2	0.069	0.0107	0.0306	80-25/8/82
	4	0.055	0.0081	0.0205	80-25/8/84
	6	0.047	0.0065	0.0151	80-25/8/86
	8	0.040	0.0054	0.0118	80-25/8/88

K<sub>r</sub>, Ω / (Ω · m)  
K<sub>p</sub>, K<sub>c</sub> = K<sub>p(acc)</sub> V / (Ω · m)(A)

Tabla 5. Conductores Cu desnudo normalizados (NI 54.10.01)

Designación	Sección	Nº de alambres	Diámetro		Masa lineal	Carga de rotura	Resistencia eléctrica a 20º	Módulo de elasticidad	Coeficiente de dilatación lineal	Densidad de corriente	Intensidad de corriente	Código
			Alambre	Conductor								
	mm <sup>2</sup>		mm	mm								
C35	34,9	7	2,52	7,56	317	1.342	0,5290	10.500	17	5,75	201	5410035
C50	49,5	7	3,00	9,00	449	1.902	0.3720			5,10	252	5410050
C95	94,8	19	2,52	12,60	864	3.525	0,1960			4,05	384	5410095
C150	147,1	37	2,25	15,75	1.344	5.710	0,1260			3,48	512	5410150
C300	304,2	61	2,52	22,68	2.791	10.899	0,0615			2,75	836	5410300
C500	490,6	61	3,20	28,80	4.501	16.772	0,0374			2,30	1.128	5410500

# PLANOS

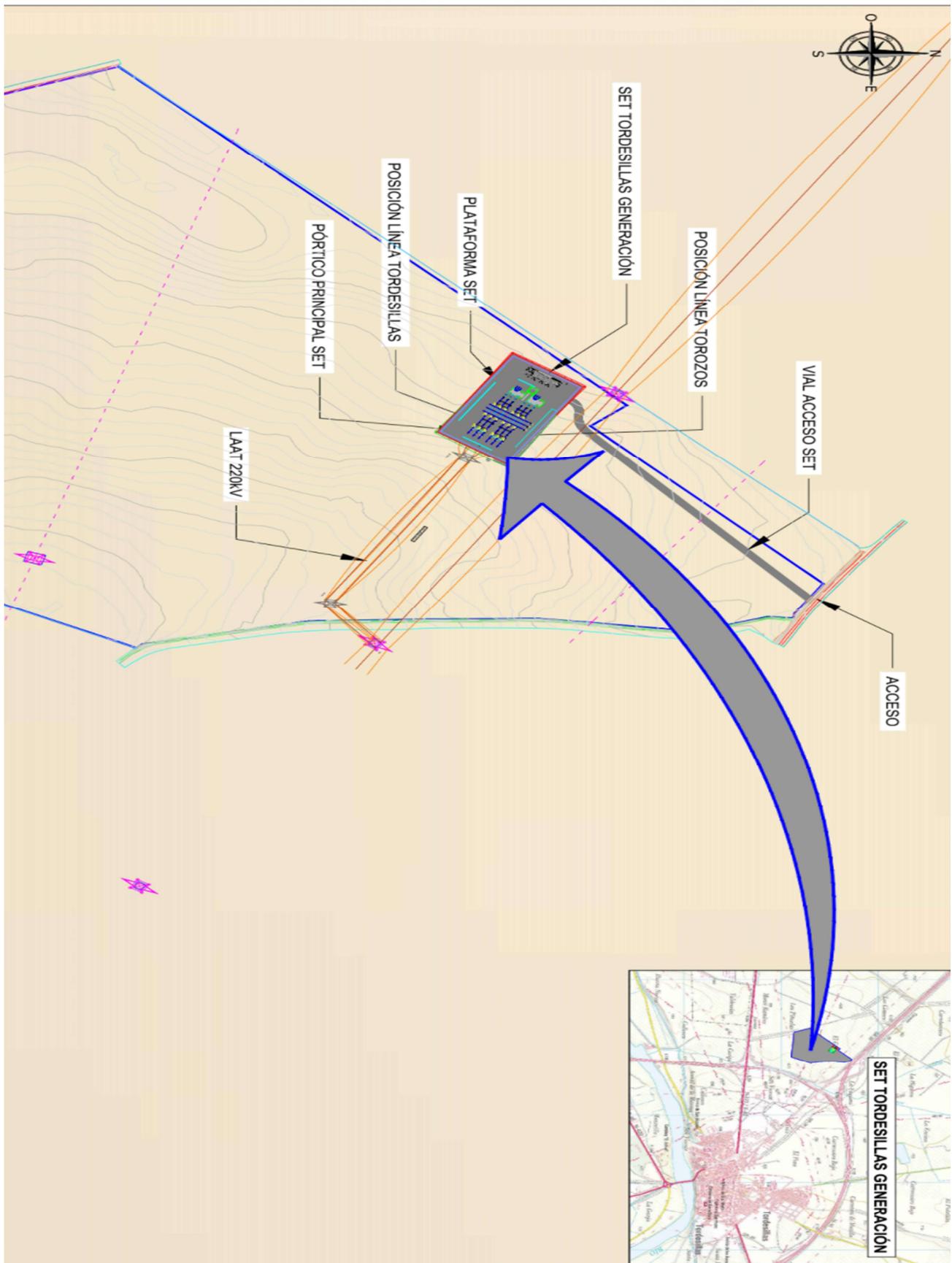


Ilustración 51 Ubicación de la ST GENERACION de evacuación del parque FV



EDIFICIO ELECTRICO

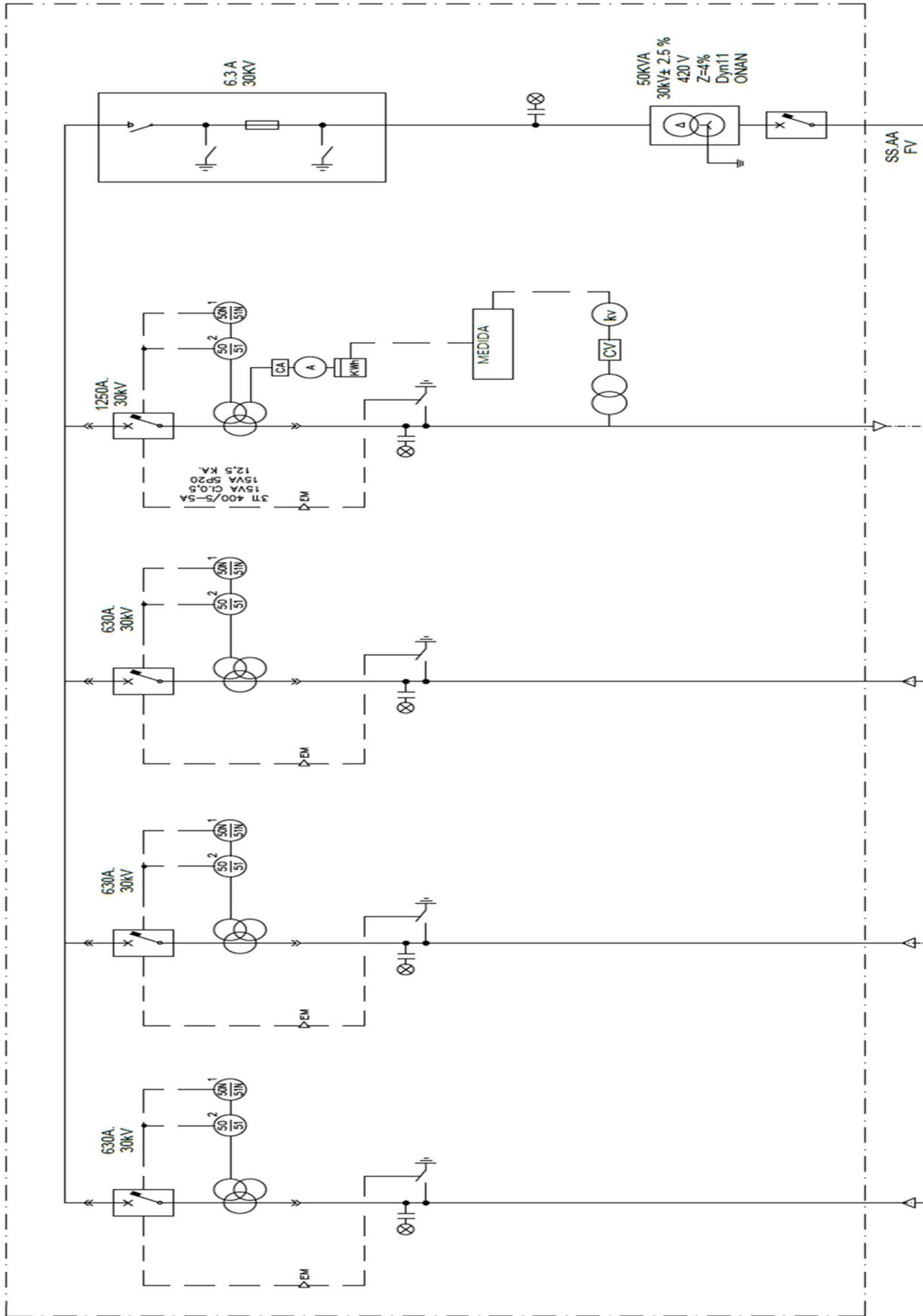


Ilustración 53 Centro de seccionamiento parque FV 30 MVAs.

**DIFFERENT MV  
GAS-INSULATED  
SWITCHGEAR  
ADAPTED TO EVERY  
CUSTOMER'S NEEDS**

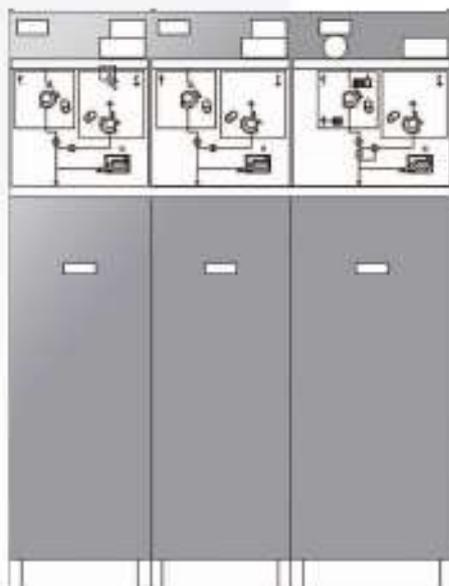
## Medium Voltage Switchgear

IngeTeam offers a number of configuration options for the Medium Voltage feeder, tailored to suit the needs of each specific customer. In all cases, gas-insulated metal-enclosed switchgear is used, manufactured

according to standard IEC 62271-200.

The key technical features, based on the insulation voltage required, are as follows:

	24 kV Class	36 kV Class
<b>General Information</b>		
Rated Voltage (U <sub>n</sub> )	24 kV	36 kV
Rated insulation level (U <sub>di</sub> )	50 kV	70 kV
Rated lightning impulse withstand (U <sub>spi</sub> )	125 kV / 145 kV	170 kV / 195 kV
Rated frequency (Hz)	50-60 Hz	50-60 Hz
Rated normal current (In) and temperature rise	630 A up to 45 °C	630 A up to 45 °C
Rated peak time withstand current (Ip)	16 kA 20 kA (optional)	16 kA 20 kA (optional)
Rated peak withstand current (Ip)	40 kA (50 kA opt) - 50 Hz 41,6 kA (52 kA opt) - 60 Hz	40 kA (50 kA opt) - 50 Hz 41,6 kA (52 kA opt) - 60 Hz
Rated duration of short-circuit (It)	1 s	1 s
Rated supply voltage of closing and opening devices and of auxiliary and control circuits (U <sub>ac</sub> )	230 V 50 / 60 Hz	230 V 50 / 60 Hz



### TECHNICAL FEATURES

- Breaking capacity 16 kA - 1 s.
- DIN EN 50181 type C plug-in connectors.
- Intrinsically safe operation through interlocks.
- Additional interlocking for transformer room access.
- Optional fused protection available up to 2330 kVA (check climatic conditions).
- Optional circuit breaker protection with 50 / 51 - 50 / 51N function and self-powered protection relay available in the complete power range.
- IP65 for the gas insulated parts.
- Standard Temperature range: from -25 °C to +40 °C.
- Voltage presence indicators and gas pressure display.

### OPTIONS AVAILABLE ON REQUEST

- Special ambient conditions: temperatures; altitude; seismic resistance.
- Breaking capacity 20 kA (check options for 25 kA).
- Relay with advanced functions (communications, additional protection functions).
- Motorisation of the circuit breaker.
- Outdoor enclosure IP54.

### CONFIGURATIONS AVAILABLE

- Fused protection.
- Protection with circuit breaker.

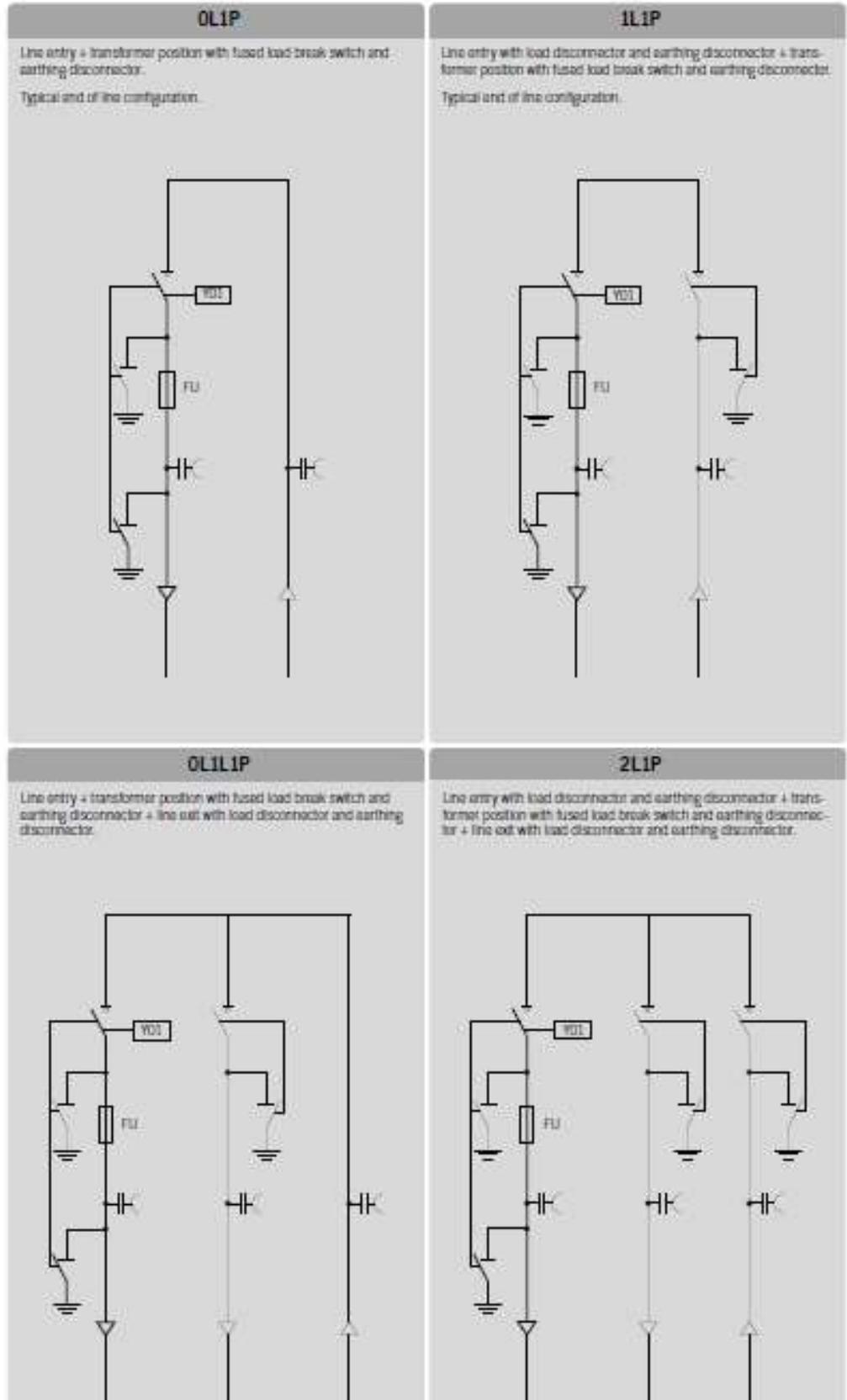
## Fused protection

Available up to 2330 kVA (check availability, depending on the ambient conditions).

**Note:**

**Line entry:** From the **previous** Power Station, the closest to the substation.

**Line exit:** Towards the **next** Power Station, the furthest away from the substation.



## Protection with circuit breaker

Options available for transformers of any power rating. The switchgear unit is fitted as standard with an opening coil and self-powered relay equipped with phase and neutral overcurrent protection. Motorisation of the circuit breaker available on request.

