

**PROYECTO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE
DISTRIBUCIÓN DENOMINADO PSFV LLANO PALERO 1 DE 35 MWP EN EL
TM DE AYORA (VALENCIA)**

ANEJO 06

CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE MEDIA TENSIÓN

ÍNDICE

ÍNDICE	2
1. INTRODUCCIÓN	5
2. NORMATIVA	5
3. CÁLCULOS ELECTRICOS MEDIA TENSIÓN (CS-SUBESTACIÓN)	6
3.1. DATOS DE LA INSTALACIÓN	6
3.2. DATOS TÉCNICOS DEL CABLE	6
3.2.1. CARACTERISTICAS DIMENSIONALES	6
3.2.2. CARACTERISTICAS ELECTRICAS	7
3.3. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE	7
Condiciones de instalación.....	8
Coeficientes de corrección de la intensidad máxima admisible.....	9
3.4. INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MÁXIMAS ADMISIBLES EN LOS CONDUCTORES	13
3.5. INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLES EN LAS PANTALLAS	14
3.6. POTENCIA DE TRANSPORTE	15
3.7. CAÍDA DE TENSIÓN	16
3.8. PÉRDIDAS DE POTENCIA	17
4. CÁLCULOS ELECTRICOS MEDIA TENSIÓN (ÁNILLO)	18
4.1. DATOS DE LA INSTALACIÓN	18
4.2. DATOS TÉCNICOS DEL CABLE	18
4.2.1. CARACTERISTICAS DIMENSIONALES	18
4.2.2. CARACTERISTICAS ELECTRICAS	19
4.3. TENSIÓN NOMINAL	22
4.4. POTENCIA DE CÁLCULO	22
4.5. INTENSIDAD DE TRANSPORTE	23
4.6. CAÍDA DE TENSIÓN	26
4.7. PERDIDA DE POTENCIA ACTIVA	29
4.8. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO	30

4.9. DIMENSIONAMIENTO DE LOS CABLES.....	34
5. CÁLCULOS CENTRO DE SECCIONAMIENTO	37
5.1. INTENSIDAD DE MEDIA TENSIÓN.....	37
5.2. INTENSIDAD DE BAJA TENSIÓN	37
5.3. CORTOCIRCUITOS	37
5.3.1. BSERVACIONES.....	37
5.3.2. CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO.....	37
5.3.3. CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE MEDIA TENSIÓN.....	38
5.3.4. CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE BAJA TENSIÓN	38
5.4. DIMENSIONADO DEL EMBARRADO.....	38
5.5. COMPROBACIÓN POR DENSIDAD DE CORRIENTE.....	39
5.6. COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN ELECTRODINÁMICA	39
5.7. COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN TÉRMICA	39
5.8. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS	39
5.9. DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	40
5.10. DIMENSIONADO DEL POZO APAGAFUEGOS	40
5.11. CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA	40
5.11.1. INVESTIGACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SUELO	40
5.11.2. DETERMINACIÓN DE LAS CORRIENTES MÁXIMAS DE PUESTA A TIERRA Y DEL TIEMPO MÁXIMO CORRESPONDIENTE A LA ELIMINACIÓN DEL DEFECTO.....	41
5.11.3. DISEÑO PRELIMINAR DE LA INSTALACIÓN DE TIERRA	42
5.11.4. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DEL SISTEMA DE TIERRA	42
5.12. CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO EN EL INTERIOR DE LA INSTALACIÓN	46
5.13. CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO EN EL EXTERIOR DE LA INSTALACIÓN	47
5.14. CÁLCULO DE LAS TENSIONES APLICADAS	48
5.15. INVESTIGACIÓN DE LAS TENSIONES TRANSFERIBLES AL EXTERIOR	50
5.16. CORRECCIÓN Y AJUSTE DEL DISEÑO INICIAL	51



**PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO
LLANO PALERO 1 35MWp
(26,85 MWn)
ANEXO 06**



1. INTRODUCCIÓN

El cálculo eléctrico se realizará a partir de las características del cable a instalar, del tipo de instalación a realizar y de las condiciones en que se lleve a cabo dicha instalación, se obtendrán los parámetros que definirán la línea, como son la intensidad máxima admisible, intensidad de cortocircuito y la caída de tensión.

2. NORMATIVA

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (BOE 18/09/02).
- Norma UNE 21192:1992/1M: 2009, Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.
- Norma UNE 21144-1-1:2012/1M: 2015, Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1-1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Generalidades.
- Normativa IEC.
- Recomendaciones IEEE.
- Recomendaciones CIGRÉ.
- Real Decreto 14/2020, Criterios energéticos específicos para la implantación y diseño de centrales fotovoltaicas

3. CÁLCULOS ELECTRICOS MEDIA TENSIÓN (CS-SUBESTACIÓN)

3.1. DATOS DE LA INSTALACIÓN

- Tensión nominal (kV)..... 30
- Potencia (MW)..... 26,85
- Longitud tramo subterráneo (m)..... 176
- Disposición de la instalación..... Directamente enterrada
- Configuración Tresbolillo
- Número de circuitos 1
- nº de ternas/circuito 3
- Profundidad de las zanjas (m) 1

3.2. DATOS TÉCNICOS DEL CABLE

3.2.1. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

- Material del conductor Al
- Material del aislamiento..... HEPR
- Material de la pantalla..... Cu
- Sección del conductor (mm²) 400
- Sección de la pantalla (mm²) 25
- Diámetro del aislamiento (mm) 36,4
- Diámetro exterior (mm) 45,7

3.2.2. CARACTERISTICAS ELECTRICAS

- Tensión nominal simple U_0 (kV) 18/30
- Tensión nominal entre fases, U (kV)..... 30
- Tensión más elevada (kV)..... 36
- Frecuencia (Hz) 50
- Nivel aislamiento a impulsos tipo rayo (kV) 170
- Temperatura máxima conductor en servicio permanente ($^{\circ}\text{C}$) 105
- Temperatura máxima conductor en cortocircuito ($^{\circ}\text{C}$)..... 250
- Temperatura máxima pantalla en cortocircuito ($^{\circ}\text{C}$) 180
- Resistencia del conductor a 20°C (Ω/Km)..... 0,08
- Resistencia del conductor a 105°C (Ω/Km)..... 0,105
- Reactancia Inductiva (Ω/Km) 0,103
- Capacidad ($\mu\text{F}/\text{Km}$) 0,360

3.3. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

Se procederá a continuación a calcular la intensidad máxima admisible de la línea, según especificaciones de la ITC-LAT 06 del RD 223/2008.

Los conductores serán de aluminio con aislamiento de Etileno-Propileno de alto módulo (HEPR), unipolares y de sección 400 mm^2 (3 conductores x fase), cuya denominación es: AL HEPRZ1, 18/30kV (3x400) + H25 mm^2 .

Las características del conductor son las siguientes:

Sección (mm^2)	$R_{105^{\circ}\text{C}}$ (Ω/Km)	X (Ω/Km)	C ($\mu\text{F}/\text{Km}$)	$I_{\text{adm. cable}} (25^{\circ}\text{C})$ (A)
400	0,008	0,105	0,360	470

La tensión normal de funcionamiento será de 30 KV.

Debiéndose integrar esta instalación en la red de transporte a través de una subestación colectora, la potencia a transportar será variable en función de la demanda y la disposición de la red, pero siempre dentro de la capacidad de transporte y la caída de tensión admisible por el conductor.

Para cables aislados con aislamiento seco, la temperatura máxima en °C asignada al conductor, según la tabla 5 de la ITC-LAT 06, es 105°C en servicio permanente y de 250 °C en cortocircuito (t≤5s).

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

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito θ_{cc} (t ≤ 5 s)
Policloruro de vinilo (PVC)* S ≤ 300 mm ² S > 300 mm ²	70 70	160 140
Polietileno reticulado(XLPE)	90	250
Etileno – Propileno (EPR)	90	250
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para U _o /U ≤ 18/30 kV 90 para U _o /U > 18/30 kV	250

* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

Condiciones de instalación.

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

En la siguiente tabla extraída de la ITC-LAT 06, se indican las intensidades admisibles para las condiciones de instalación indicadas.

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

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

Coeficientes de corrección de la intensidad máxima admisible

La intensidad admisible de un cable, determinada por las condiciones de instalación indicadas anteriormente, deberá corregirse teniendo en cuenta las condiciones reales de instalación. Para ello se establecen una serie de coeficientes de corrección:

- F1: Cables enterrados directamente en el terreno cuya temperatura se distinta de 25°C

En la siguiente tabla se indican los factores de corrección de la intensidad máxima admisible para temperaturas del terreno distintas a 25°C.

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

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

- F2: Cables enterrados directamente en el terreno de resistividad térmica distinta de 1,5 K.m/W.

En la siguiente tabla se indican los factores de corrección de la intensidad máxima admisible para terrenos con resistividad térmica distinta de 1,5 K.m/W.

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

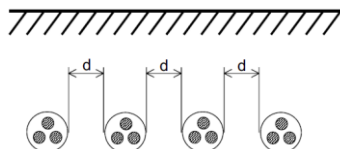
Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73	
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73	

- F3: Cables tripolares o ternas de cables unipolares agrupados bajo tierra.

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

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

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



- F4: Cables directamente enterrados en zanja a diferentes profundidades.

En la siguiente tabla se indican los factores de corrección que se deben aplicar, para profundidades de instalación distintas a 1 metro.

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

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm ²	>185 mm ²	≤185 mm ²	>185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Para las condiciones particulares de instalación, obtenemos los coeficientes de corrección aplicar:

	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO LLANO PALERO 1 35MWp (26,85 MWn) ANEXO 06	
---	--	---

Temperatura del terreno donde se realizará la instalación:	25 °C	F₁ = 1
Resistividad del terreno:	1,5 k.m/W	F₂ = 1
Nº de ternas agrupadas bajo tierra,:	3	F₃ = 0,85
Profundidad de enterramiento en la zanja:	1 m.	F₄ = 1,03

Con estos coeficientes podemos corregir la intensidad máxima admisible que soportará nuestra línea:

Tramo	CABLE	U (kV)	P (kW)	cosφ	L (Km)	Disposición	In (A)	S (mm ²)	I _{adm} (A)
CS-SET	AL HEPRZ1, 18/30kV, 3x[3x(1x400)]K+H25mm ²	30	26850	0,9	0,176	DIRECTAMENTE ENTERRADAD	574,14	400	450

La intensidad admisible máxima del cable se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I'_{adm} = I_{adm} \times n^{\circ} \text{ cables/fases} \times F_1 \times F_2 \times F_3 \times F_4$$

CABLE	In (A)	I'adm (A)	FC (%)	I'adm > In
AL HEPRZ1 18/30kV, 3x[3x(1x400)]K+H25mm ²	574,14	1181,93	48,58%	VÁLIDO

Donde FC (%) es el factor de carga de nuestro conductor.

Por tanto, se cumple con el RDL 14/2020, artículo 11, apartado b) que dice:

Las infraestructuras de evacuación de la central fotovoltaica hasta la conexión con las redes de transporte o distribución deberán:

- *En el caso de las líneas eléctricas tendrán una capacidad, de al menos, el 200 % de la potencia instalada de la central fotovoltaica objeto de solicitud de autorización, con el fin de que la misma infraestructura pueda emplearse para futuras ampliaciones u centrales eléctricas. Este requisito*

podrá eximirse en casos debidamente justificados en los que no puedan producirse dichas ampliaciones o nuevas solicitudes de centrales;

Por tanto, el 100% la potencia instalada generaría **574,14 A** y el cable aguantaría hasta **1151,28 A** estando la capacidad de la línea eléctrica en un **206%**

3.4. INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO MÁXIMAS ADMISIBLES EN LOS CONDUCTORES

Es la intensidad que no provoca ninguna disminución de las características de aislamiento de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos. Se la calcula admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza en un sistema adiabático y para una temperatura máxima admisible por el aislamiento de 250° C.

Las intensidades máximas de cortocircuito admisibles en los conductores se calcularán de acuerdo con la norma UNE 21192, según la expresión que se muestra a continuación, cuya aplicación se corresponden con cables de aluminio y aislamiento HEPR.

$$I_{cc,adm} = \frac{K \times S}{\sqrt{t_{cc}}} \sqrt{\ln \left(\frac{\theta_i + \beta}{\theta_f + \beta} \right)}$$

Donde:

$I_{cc, adm}$ = intensidad de cortocircuito (valor eficaz) calculada en una hipótesis adiabática en A

t_{cc} = duración del cortocircuito en segundos. En nuestro caso, 0,50 s.

K = constante que depende del material del componente conductor de corriente:

- Para conductores de aluminio se utilizará el valor de 89 A·s^{0,5}/mm² (aislamiento HEPR).
- Para conductores de cobre se utilizará el valor de 135 A·s^{0,5}/mm² (aislamiento HEPR).

S = sección del conductor en mm².

θ_f = temperatura final (°C). En el conductor se considera 105°C.

θ_i = temperatura inicial (°C). En el conductor se considera 250°C.

β = inversa del coeficiente de variación de resistencia con la temperatura del componente conductor de corriente a °C (K)

- Para conductores de aluminio se utilizará el valor de 228 K.
- Para conductores de cobre se utilizará el valor de 235 K.

La corriente de cortocircuito admisible por el conductor ha de ser mayor que la corriente de defecto trifásica en MT en el punto de conexión. En este caso, considerando que la potencia de cortocircuito en MT (30kV) 500 MVA, la corriente de defecto equivalente será 9,62 kA.

Sustituyendo, se obtiene:

$$I_{cc,adm} = 36,32 \text{ kA} > I_{ccMT} = 9,62 \text{ kA}$$

Por lo que el conductor cumple con el criterio de máxima corriente admisible por cortocircuito.

3.5. INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLES EN LAS PANTALLAS

La intensidad de cortocircuito admisible en una pantalla de hilos de cobre arrollados helicoidalmente se ha calculado siguiendo el método descrito en la norma UNE 21192, considerando la hipótesis de calentamiento no adiabático, para una temperatura inicial de 70 °C y una temperatura máxima después del cortocircuito de 180 °C.

Las intensidades máximas de cortocircuito admisibles en los conductores se calcularán de acuerdo con la norma UNE 21192, según la expresión que se muestra a continuación, cuya aplicación se corresponden con cables de aluminio y aislamiento XLPE.

$$I_{cc,adm} = \frac{K \times S}{\sqrt{t}} \sqrt{\ln\left(\frac{\theta_i + \beta}{\theta_f + \beta}\right)}$$

Donde:

$I_{cc,adm}$ = intensidad de cortocircuito (valor eficaz) calculada en una hipótesis adiabática en A

t = duración del cortocircuito en segundos. En nuestro caso, 1s.

K = constante que depende del material del componente conductor de corriente:

- Para conductores de aluminio se utilizará el valor de 89 A·s^{0,5}/mm² (aislamiento HEPR).
- Para conductores de cobre se utilizará el valor de 135 A·s^{0,5}/mm² (aislamiento HEPR).

S = sección del conductor en mm².

θ_f = temperatura final (°C). En la pantalla se considera 70°C.

θ_i = temperatura inicial (°C). En la pantalla se considera 180°C.

β = inversa del coeficiente de variación de resistencia con la temperatura del componente conductor de corriente a °C (K)

- Para conductores de aluminio se utilizará el valor de 228 K.
- Para conductores de cobre se utilizará el valor de 234,5 K.

La corriente de cortocircuito admisible en la pantalla ha de ser mayor que la corriente de defecto monofásica en MT en el punto de conexión. En este caso, se considerará que en el punto de conexión en 30kV hay instalada una resistencia de p.a.t. 1.000 A- 10 s (características habituales en 30kV) que limitará la corriente de defecto a tierra a 1.000 A.

Sustituyendo, para cada uno de los circuitos, se obtiene:

$$I_{cc,adm} = 3,74 \text{ kA} > I_{cc1} = 1.000 \text{ A}$$

Por lo que la pantalla cumple con el criterio de máxima corriente admisible por cortocircuito.

3.6. POTENCIA DE TRANSPORTE

La potencia a evacuar, viene definida por la potencia de la PSFV Llano Palero 1. A efectos de cálculo, se establece la capacidad de transporte que se le podrá asignar a la línea, limitada por la intensidad máxima admisible del conductor según el tipo de instalación para el caso más restrictivo (zanja convencional). Por lo tanto, la capacidad de transporte se podrá calcular mediante la siguiente expresión:

$$P_{max} = \sqrt{3}UI_{adm,max}\cos\varphi;$$

Donde:

U = tensión compuesta de la línea [V]

$I_{adm,max}$ = intensidad admisible máxima cable (corregida) [A]

$\cos\varphi$ = factor de potencia. Se considera: 0,90.

La potencia máxima para el circuito, será:

$$P_{max} = 27,99 \text{ MW}$$

Al ser mayor que la potencia prevista por circuito (26,85 MW), se considera que cumple el criterio de la capacidad máxima de transporte.

3.7. CAÍDA DE TENSIÓN

Se comprobará que la sección de los conductores es válida mediante la comprobación de la caída máxima de tensión en la línea. La caída de tensión debida a los efectos de la resistencia y reactancia de una línea viene dada por la fórmula:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3}IL}{n} (R\cos\varphi + X\text{sen}\varphi);$$

Donde:

U = caída de tensión [V]

I = intensidad de la línea [A]

R = resistencia del conductor [Ω /Km]

X = reactancia inductiva [Ω /Km]

L = longitud de la línea [Km]

n = número de cables por fase

Considerando que:

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

Donde:

P = potencia transportada [kW]

U = tensión compuesta de la línea [kV]

$\cos\varphi$ = factor de potencia. Se considera 0,90.

La caída de tensión en tanto por ciento de la tensión compuesta será:

$$\Delta U(\%) = \frac{PL}{n \times 10U^2\cos\varphi} (R\cos\varphi + X\text{sen}\varphi);$$

La caída de tensión % en cada uno de los circuitos, considerando la caída de tensión % en el parque (0,55) será:

$$\Delta U(\%) = 0,027 \% < \Delta U_{\max}(\%) = 5 \%$$

Al ser menor que la caída de tensión máxima, se considera que cumple con el criterio de caída de tensión.

3.8. PÉRDIDAS DE POTENCIA

La fórmula a aplicar para calcular la pérdida de potencia es la siguiente:

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

Donde:

ΔP = pérdidas de potencia [W]

R = resistencia del conductor [Ω /Km]

L = longitud de la línea [Km]

I = intensidad de la línea [A]

Teniendo en cuenta que:

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

Donde:

P = potencia transportada [kW]

U = tensión compuesta de la línea [kV]

$\cos\varphi$ = factor de potencia. Se considera 0,90.

La pérdida de potencia en tanto por ciento será:

$$\Delta P(\%) = \frac{PLR}{10U^2\cos^2\varphi};$$

Las pérdidas de potencia % en nuestra línea, considerando las pérdidas del parque (0,25), serán:

$$\Delta P(\%) = 0,023 \% < \Delta P_{\max}(\%) = 3 \%$$

Al ser las pérdidas menores al valor máximo prefijado, se considera que cumple con el criterio de pérdida de potencia.

Por tanto, se cumple con el RDL 14/2020, artículo 11, ya que la instalación está diseñada para menos de un 1 % de pérdidas.

4. CÁLCULOS ELECTRICOS MEDIA TENSIÓN (ANILLO)

4.1. DATOS DE LA INSTALACIÓN

- Tensión nominal (kV)..... 30
- Potencia (MW)..... 26,85
- Longitud tramo subterráneo (m)..... 176
- Disposición de la instalación..... Tubo
- Configuración Tresbolillo
- Número de circuitos 1
- nº de ternas/circuito 2
- Profundidad de las zanjas (m) 1

4.2. DATOS TÉCNICOS DEL CABLE

4.2.1. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

- Material del conductor Al
- Material del aislamiento..... XLPE
- Material de la pantalla..... Cu

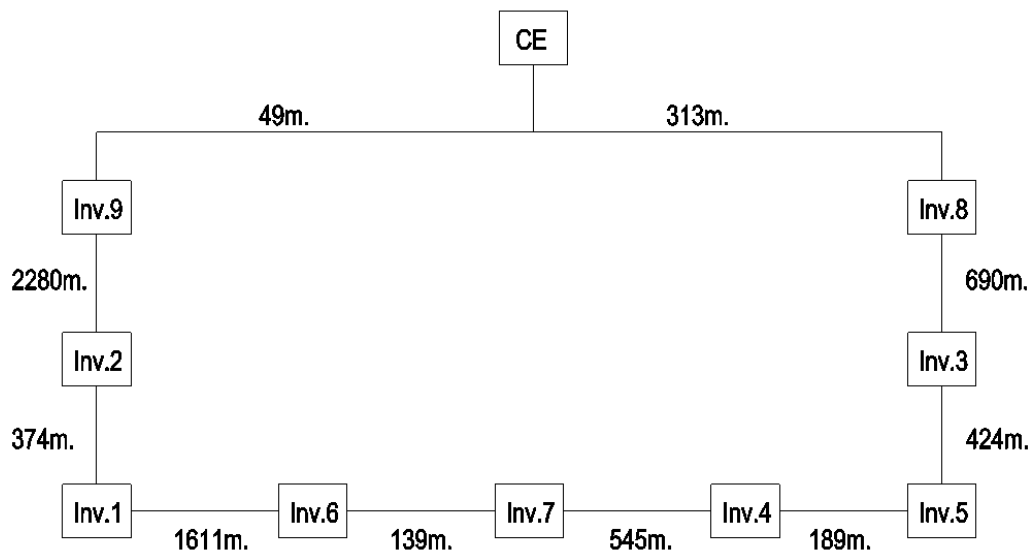
- Sección del conductor (mm²) 240
- Sección de la pantalla (mm²) 25
- Diámetro del aislamiento (mm) 31,4
- Diámetro exterior (mm) 40,6

4.2.2. CARACTERISTICAS ELECTRICAS

- Tensión nominal simple U_o (kV) 18/30
- Tensión nominal entre fases, U (kV)..... 30
- Tensión más elevada (kV)..... 36
- Frecuencia (Hz) 50
- Nivel aislamiento a impulsos tipo rayo (kV) 170
- Temperatura máxima conductor en servicio permanente (°C) 90
- Temperatura máxima conductor en cortocircuito (°C)..... 250
- Temperatura máxima pantalla en cortocircuito (°C) 180
- Resistencia del conductor a 20°C (Ω/Km)..... 0,125
- Resistencia del conductor a 90°C (Ω/Km)..... 0,161
- Reactancia Inductiva (Ω/Km) 0,114
- Capacidad (μF/Km) 0,229

Para los cálculos el anillo estará abierto en el punto de llegada a CE la instalación para repartir la carga, a nivel de cálculos se partirá de la hipótesis más desfavorable, es decir, considerando que toda la potencia prevista se encuentre en los extremos.

Con esta premisa, se pueden considerar las siguientes opciones de alimentación, que son:



OPCION Nº1		
ORIGEN	DESTINO	LONGITUD DE TRAMO (m)
CE	Inv.9	49
Inv.9	Inv.2	2280
Inv.2	Inv.1	374
Inv.1	Inv.6	1611
Inv.6	Inv.7	139
Inv.7	Inv.4	545
Inv.4	Inv.5	189
Inv.5	Inv.3	424
Inv.3	Inv.8	690

OPCION Nº2		
ORIGEN	DESTINO	LONGITUD DE TRAMO (m)
CE	Inv.8	313
Inv.8	Inv.3	690
Inv.3	Inv.5	424
Inv.5	Inv.4	189
Inv.4	Inv.7	545
Inv.7	Inv.6	139
Inv.6	Inv.1	1611
Inv.1	Inv.2	374
Inv.2	Inv.9	2280

4.3. TENSIÓN NOMINAL

El suministro de corriente se realizará en sistema trifásico de 30 kV de tensión de servicio y a una frecuencia de 50 Hz.

El cálculo de la sección de los conductores se realizará teniendo en cuenta que el valor máximo de la caída de tensión y verificando que la máxima intensidad admisible de los conductores quede garantizada en todo momento.

4.4. POTENCIA DE CÁLCULO

A continuación, se nombra la potencia de cada uno de los centros de transformación que están conectados al Anillo objeto de este proyecto:

ORIGEN	DESTINO	POTENCIA TRAFIC. DESTINO	POTENCIA ACUMULADA TRAMO	COEF SIMUL	COEF AMPLI.	POTENCIA A TRANSPORTAR
		(KVA)	(KVA)			(KVA)
CE	Inv.9	4000,00	76,98	1	1,00	27853,33
Inv.9	Inv.2	2520,00	48,50	1	1	23853,33
Inv.2	Inv.1	2666,67	51,32	1	1	21333,33
Inv.1	Inv.6	2666,67	51,32	1	1	18666,67
Inv.6	Inv.7	2666,67	51,32	1	1	16000,00
Inv.7	Inv.4	2666,67	51,32	1	1,00	13333,33
Inv.4	Inv.5	4000,00	76,98	1	1	10666,67
Inv.5	Inv.3	4000,00	76,98	1	1	6666,67
Inv.3	Inv.8	2666,67	51,32	1	1	2666,67

4.5. INTENSIDAD DE TRANSPORTE

La elección de la sección a instalar se efectuará en función de la intensidad máxima admisible, partiendo de la potencia que ha de transportar el cable, calculando la intensidad correspondiente y eligiendo el cable adecuado de acuerdo con los valores de intensidades máximas que figuran en la ITC-LAT 06 del RD 223/2008.

Para el caso objeto de este proyecto, las líneas de 18/30 kV se ejecutarán enterradas en zanja en el interior de tubos formando una terna. Los cables considerados son unipolares de aluminio de 240 mm² con aislamiento seco tipo HEPRZ1.

De acuerdo con la tabla 12 de la ITC-LAT 06 Punto 6, la intensidad máxima admisible por el cable será de 345 A, por lo que se pondrán 2 cables de 240 mm² teniendo una intensidad máxima de **690 A**.

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

La intensidad nominal la determinaremos por la fórmula:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Siendo:

P Potencia prevista (W)

S Potencia prevista (VA)

U Tensión nominal de alimentación (V)

ϕ Angulo de desfase entre tensión e intensidad.

Por lo que la intensidad que recorrerá el Anillo objeto de proyecto será:

OPCION Nº1								
ORIGEN	DESTINO	POTENCIA TRAFO C.T. DESTINO	POTENCIA INSTALADA TRAMO	INTENSIDAD DE LINEA	COEF SIMUL	COEF AMPLI.	POTENCIA A TRANSPORTAR	INTENSIDAD CALCULO LINEA
		(KVA)	(KVA)	(A)			(KVA)	(A)
CE	Inv.9	4.000	77	76,98	1,00	1,00	27.853,33	536,04
Inv.9	Inv.2	2.520	48	48,50	1,00	1,00	23.853,33	459,06
Inv.2	Inv.1	2.667	51	51,32	1,00	1,00	21.333,33	410,56
Inv.1	Inv.6	2.667	51	51,32	1,00	1,00	18.666,67	359,24
Inv.6	Inv.7	2.667	51	51,32	1,00	1,00	16.000,00	307,92
Inv.7	Inv.4	2.667	51	51,32	1,00	1,00	13.333,33	256,60
Inv.4	Inv.5	4.000	77	76,98	1,00	1,00	10.666,67	205,28
Inv.5	Inv.3	4.000	77	76,98	1,00	1,00	6.666,67	128,30
Inv.3	Inv.8	2.667	51	51,32	1,00	1,00	2.666,67	51,32

OPCION Nº2								
ORIGEN	DESTINO	POTENCIA TRAFO C.T. DESTINO	POTENCIA INSTALADA TRAMO	INTENSIDAD DE LINEA	COEF SIMUL	COEF AMPLI.	POTENCIA A TRANSPORTAR	INTENSIDAD CALCULO LINEA
		(KVA)	(KVA)	(A)			(KVA)	(A)
CE	Inv.8	4.000	77	76,98	1,00	1,00	27.853	536,04
Inv.8	Inv.3	2.667	51	51,32	1,00	1,00	23.853	459,06
Inv.3	Inv.5	4.000	77	76,98	1,00	1,00	21.187	407,74
Inv.5	Inv.4	4.000	77	76,98	1,00	1,00	17.187	330,76
Inv.4	Inv.7	2.667	51	51,32	1,00	1,00	13.187	253,78
Inv.7	Inv.6	2.667	51	51,32	1,00	1,00	10.520	202,46
Inv.6	Inv.1	2.667	51	51,32	1,00	1,00	7.853	151,14
Inv.1	Inv.2	2.667	51	51,32	1,00	1,00	5.187	99,82
Inv.2	Inv.9	2.520	48	48,50	1,00	1,00	2.520	48,50

En conclusión, en el tramo en estudio, la intensidad de cálculo o transporte es inferior a los **690 A** que estipula la tabla 12 de la ITC-LAT 06 Punto 6.

4.6. CAÍDA DE TENSIÓN

La determinación de la sección en función de la caída de tensión se realizará mediante la fórmula:

$$\Delta V = \frac{P \cdot 1000 \cdot L}{U \cdot S \cdot k}$$

Dónde:

- ΔV Caída de tensión (V)
- k Conductividad del material conductor (Aluminio = 35)
- P Potencia prevista
- L Longitud de la línea
- U Tensión nominal entre fases (V)
- S Sección del conductor (mm²)

Por lo que la caída de tensión, será:

OPCION Nº1									
ORIGEN	DESTINO	POTENCIA A TRANSPORTAR	SECCION		LONGITUD DE TRAMO	CDT PARCIAL (ΔV)	CDT PARCIAL (ΔV)	CDT TOTAL (ΔV)	CDT TOTAL (ΔV)
		(KVA)	ACOMETIDA	MAT.	(m)	(V)	(%)	(V)	(%)
CE	Inv.9	27.853	3x2x240 mm2	Al	49,00	10,83	0,04%	10,83	0,04%
Inv.9	Inv.2	23.853	3x2x240 mm2	Al	2280,00	431,63	1,44%	442,46	1,47%
Inv.2	Inv.1	21.333	3x2x240 mm2	Al	374,00	63,32	0,21%	505,79	1,69%
Inv.1	Inv.6	18.667	3x2x240 mm2	Al	1611,00	238,67	0,80%	744,45	2,48%
Inv.6	Inv.7	16.000	3x2x240 mm2	Al	139,00	17,65	0,06%	762,10	2,54%
Inv.7	Inv.4	13.333	3x2x240 mm2	Al	545,00	57,67	0,19%	819,78	2,73%
Inv.4	Inv.5	10.667	3x2x240 mm2	Al	189,00	16,00	0,05%	835,78	2,79%
Inv.5	Inv.3	6.667	3x2x240 mm2	Al	424,00	22,43	0,07%	858,21	2,86%
Inv.3	Inv.8	2.667	3x2x240 mm2	Al	690,00	14,60	0,05%	872,81	2,91%

OPCION Nº2									
ORIGEN	DESTINO	POTENCIA A TRANSPORTAR	SECCION		LONGITUD DE TRAMO (m)	CDT PARCIAL (ΔV) (V)	CDT PARCIAL (ΔV) (%)	CDT TOTAL (ΔV) (V)	CDT TOTAL (ΔV) (%)
		(KVA)	ACOMETIDA	MAT.					
CE	Inv.8	27.853	3x2x240 mm2	Al	313,00	69,19	0,23%	942,00	3,14%
Inv.8	Inv.3	23.853	3x2x240 mm2	Al	690,00	130,63	0,44%	1.072,63	3,58%
Inv.3	Inv.5	21.187	3x2x240 mm2	Al	424,00	71,29	0,24%	1.143,92	3,81%
Inv.5	Inv.4	17.187	3x2x240 mm2	Al	189,00	25,78	0,09%	1.169,70	3,90%
Inv.4	Inv.7	13.187	3x2x240 mm2	Al	545,00	57,04	0,19%	1.226,74	4,09%
Inv.7	Inv.6	10.520	3x2x240 mm2	Al	139,00	11,61	0,04%	1.238,35	4,13%
Inv.6	Inv.1	7.853	3x2x240 mm2	Al	1611,00	100,41	0,33%	1.338,76	4,46%
Inv.1	Inv.2	5.187	3x2x240 mm2	Al	374,00	15,40	0,05%	1.354,15	4,51%
Inv.2	Inv.9	2.520	3x2x240 mm2	Al	2280,00	45,60	0,15%	1.399,75	4,67%

En este caso, el resultado obtenido presenta una caída de tensión aceptable.

4.7. PERDIDA DE POTENCIA ACTIVA

La determinación de las pérdidas de potencia activa producidas en la línea, en función de la sección del conductor, se realizará mediante la siguiente fórmula:

$$Perdida\ Potencia\ Activa\ (kW) = \frac{3 \cdot R \cdot I^2}{1000}$$

Dónde:

- R Resistencia de la línea (Ω)
- I Intensidad máxima de transporte la línea (A)

Por lo que las perdidas obtenidas, serán:

OPCION Nº1					
ORIGEN	DESTINO	INTENSIDAD CALCULO LINEA	R _{CABLE} A 90°C (XLPE) A 105°C (HEPR)		Pérdida Potencia Activa
		(A)	(Ohm/Km)	(Ohm)	(kW)
CE	Inv.9	536,04	0,125	0,006	5,28
Inv.9	Inv.2	459,06	0,125	0,310	195,98
Inv.2	Inv.1	410,56	0,125	0,047	23,64
Inv.1	Inv.6	359,24	0,125	0,239	92,48
Inv.6	Inv.7	307,92	0,125	0,017	4,94
Inv.7	Inv.4	256,60	0,125	0,068	13,46
Inv.4	Inv.5	205,28	0,125	0,024	2,99
Inv.5	Inv.3	128,30	0,125	0,053	2,62
Inv.3	Inv.8	51,32	0,125	0,111	0,88

OPCION Nº2					
ORIGEN	DESTINO	INTENSIDAD CALCULO LINEA	R _{CABLE} A 90°C (XLPE) A 105°C (HEPR)		Pérdida Potencia Activa (kW)
		(A)	(Ohm/Km)	(Ohm)	
CE	Inv.8	536,04	0,125	0,039	33,73
Inv.8	Inv.3	459,06	0,125	0,111	70,33
Inv.3	Inv.5	407,74	0,125	0,053	26,43
Inv.5	Inv.4	330,76	0,125	0,024	7,75
Inv.4	Inv.7	253,78	0,125	0,068	13,16
Inv.7	Inv.6	202,46	0,125	0,017	2,14
Inv.6	Inv.1	151,14	0,125	0,239	16,37
Inv.1	Inv.2	99,82	0,125	0,047	1,40
Inv.2	Inv.9	48,50	0,125	0,310	2,19

En este caso, el resultado obtenido presenta unas pérdidas de potencia aceptables.

4.8. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

La intensidad de cortocircuito trifásica en un punto concreto de la instalación, conocida la potencia de cortocircuito en ese punto, se calcula empleando la siguiente fórmula

$$I_{CC3} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_{1L}} \rightarrow I_{CC3} = \frac{U_{1L}}{\sqrt{3} \cdot Z_T}$$

Donde:

I_{CC3} Intensidad de cortocircuito trifásico resultante en un punto considerado. (kA).

Sc_c Potencia de cortocircuito en el punto considerado (MVA)

U_{1L} Tensión de la red (kV)

Z_T Impedancia total por fase del circuito hasta el punto considerado (Ω)

Siendo Z_T igual a:

$$\bar{Z}_T = \bar{Z}_O + \bar{Z}_L + \bar{Z}_C$$

Z_O: Impedancia equivalente por fase, aguas arriba del origen de la línea objeto de este proyecto. (Ω).

Z_L: Impedancia por fase de los cables hasta el punto considerado (Ω)

Z_C: Impedancia de las celdas de M.T hasta el punto considerado (Ω)

Nota: la impedancia de las celdas de M.T. se va a considerar 0 Ω . De esta forma siempre estaremos en el caso más desfavorable.

OPCIÓN 1																				
C.T. ORIGEN	C.T. DESTINO	POTENCIA INSTALADA (KVA)	INTENSIDAD DE LINEA (A)	COEF SIMUL	COEF AMPLI.	POTENCIA A TRANSPORTAR (KVA)	INTENSIDAD CALCULO LINEA (A)	SECCION				AISLAMIENTO	CODIF.	R _{CABLE}		X _{CABLE}		Z _{CABLE} (Ohm)	Z _{TOTAL} (Ohm)	I _{CC Final} (KA)
								ACOMETIDA	TIPO	SECCION	MAT.			R (Ohm/Km)	L x R (Ohm)	X (Ohm/Km)	L x X (Ohm)			
CE	Inv.9	4.000	76,98	1,00	1,00	27.853	536,04	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,006	0,105	0,005	0,008	1,81	9,56
Inv.9	Inv.2	2.520	48,50	1,00	1,00	23.853	459,06	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,285	0,105	0,239	0,372	2,11	8,22
Inv.2	Inv.1	2.667	51,32	1,00	1,00	21.333	410,56	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,047	0,105	0,039	0,061	2,16	8,03
Inv.1	Inv.6	2.667	51,32	1,00	1,00	18.667	359,24	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,201	0,105	0,169	0,263	2,38	7,28
Inv.6	Inv.7	2.667	51,32	1,00	1,00	16.000	307,92	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,017	0,105	0,015	0,023	2,40	7,22
Inv.7	Inv.4	2.667	51,32	1,00	1,00	13.333	256,60	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,068	0,105	0,057	0,089	2,48	6,99
Inv.4	Inv.5	4.000	76,98	1,00	1,00	10.667	205,28	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,024	0,105	0,020	0,031	2,50	6,92
Inv.5	Inv.3	4.000	76,98	1,00	1,00	6.667	128,30	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,053	0,105	0,045	0,069	2,57	6,75
Inv.3	Inv.8	2.667	51,32	1,00	1,00	2.667	51,32	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,086	0,105	0,072	0,113	2,67	6,50

OPCION N°2

C.T. ORIGEN	C.T. DESTINO	POTENCIA INSTALADA (KVA)	INTENSIDAD DE LINEA (A)	COEF SIMUL	COEF AMPLI.	POTENCIA A TRANSPORTAR (KVA)	INTENSIDAD CALCULO LINEA (A)	SECCION				AISLAMIENTO	CODIF.	R _{CABLE}		X _{CABLE}		Z _{CABLE} (Ohm)	Z _{TOTAL} (Ohm)	I _{CC Final} (KA)
								ACOMETIDA	TIPO	SECCION	MAT.			R (Ohm/Km)	L x R (Ohm)	X (Ohm/Km)	L x X (Ohm)			
CE	Inv.8	4.000	76,98	1,00	1,00	27.853	536,04	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,039	0,105	0,033	0,051	1,84	9,39
Inv.8	Inv.3	2.667	51,32	1,00	1,00	23.853	459,06	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,086	0,105	0,072	0,113	1,93	8,97
Inv.3	Inv.5	4.000	76,98	1,00	1,00	21.187	407,74	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,053	0,105	0,045	0,069	1,99	8,72
Inv.5	Inv.4	4.000	76,98	1,00	1,00	17.187	330,76	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,024	0,105	0,020	0,031	2,01	8,61
Inv.4	Inv.7	2.667	51,32	1,00	1,00	13.187	253,78	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,068	0,105	0,057	0,089	2,08	8,31
Inv.7	Inv.6	2.667	51,32	1,00	1,00	10.520	202,46	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,017	0,105	0,015	0,023	2,10	8,24
Inv.6	Inv.1	2.667	51,32	1,00	1,00	7.853	151,14	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,201	0,105	0,169	0,263	2,32	7,45
Inv.1	Inv.2	2.667	51,32	1,00	1,00	5.187	99,82	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,047	0,105	0,039	0,061	2,38	7,29
Inv.2	Inv.9	2.520	48,50	1,00	1,00	2.520	48,50	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	240	Al	18/30 kV	HEPRZ1	0,125	0,285	0,105	0,239	0,372	2,70	6,40

4.9. DIMENSIONAMIENTO DE LOS CABLES

La elección de la sección de las líneas se calculará en función de la intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente y de la intensidad máxima admisible en régimen de cortocircuito, con el fin de no superar la temperatura máxima admisible por el aislamiento.

Comprobación por densidad de corriente en régimen permanente

La intensidad máxima admisible en régimen permanente se calculará partiendo de la potencia que debe transportar el cable, calculando la intensidad correspondiente y eligiendo el cable adecuado de acuerdo con los valores de intensidades máximas recogidas en el Reglamento de Líneas de Alta Tensión o en los datos suministrados por el fabricante.

Se opta, según las tablas de la ITC-LAT 06 y/o de los datos suministrados por el fabricante, por usar los siguientes tipos de conductores:

OPCION Nº1												
ORIGEN	DESTINO	INTENSIDAD CALCULO LINEA	SECCION			AISLAMIENTO	CODIF. UNE	TIPO DE INSTALACION	INTENSIDAD MAX. CABLE	COEF. TEMP.	COEF. AGRUP.	INTENSIDAD MAX CANALIZACION
		(A)	ACOMETIDA	TIPO	MAT.				(A)			(A)
CE	Inv.9	536,04	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	AI	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.9	Inv.2	459,06	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	AI	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.2	Inv.1	410,56	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	AI	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.1	Inv.6	359,24	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	AI	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.6	Inv.7	307,92	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	AI	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.7	Inv.4	256,60	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	AI	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.4	Inv.5	205,28	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	AI	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.5	Inv.3	128,30	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	AI	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.3	Inv.8	51,32	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	AI	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00

OPCION Nº2

ORIGEN	DESTINO	INTENSIDAD CALCULO LINEA	SECCION			AISLAMIENTO	CODIF. UNE	TIPO DE INSTALACION	INTENSIDAD MAX. CABLE	COEF. TEMP.	COEF. AGRUP.	INTENSIDAD MAX. CANALIZACION
		(A)	ACOMETIDA	TIPO	MAT.				(A)			(A)
CE	Inv.8	536,04	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	Al	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.8	Inv.3	459,06	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	Al	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.3	Inv.5	407,74	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	Al	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.5	Inv.4	330,76	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	Al	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.4	Inv.7	253,78	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	Al	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.7	Inv.6	202,46	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	Al	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.6	Inv.1	151,14	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	Al	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.1	Inv.2	99,82	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	Al	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00
Inv.2	Inv.9	48,50	3x2x240 mm2	UNIPOLAR	Al	18/30 kV	HEPRZ1	SUBTERRÁNEA BAJO TUBO	690,00	1,00	1,00	690,00

Comprobación por intensidad admisible en régimen de cortocircuito

En régimen de cortocircuito, la intensidad máxima admisible viene condicionada por la solicitud térmica a que se ven sometidos los conductores y los aislamientos de los cables a utilizar. Está en función del tiempo de despeje del cortocircuito; es decir, para un tiempo de actuación de los elementos de protección, la capacidad en amperios del cable debe ser superior a la intensidad máxima de cortocircuito prevista.

La intensidad máxima admisible en régimen de cortocircuito en los conductores, en función del tiempo de cortocircuito, está definido en las tablas incluidas en norma "UNE 211435/2011 - Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución eléctrica".

Determinación del tiempo de duración del cortocircuito

El tiempo máximo de duración de un cortocircuito es la suma del tiempo de actuación del interruptor y el tiempo de temporización del relé de la celda de protección.

Para esta instalación se prevé los siguientes tiempos:

- Temporización del relé de la celda de protección para evitar disparos intempestivos (Disparo “51”): 400 mseg
- Tiempo de actuación del interruptor: 100 mseg.

Por lo que para la determinación de la sección del cable se considerará un tiempo de 500 mseg.

Comprobación de conductores.

Tal como se ha comentado en apartados anteriores, el cable previsto a instalar es un conductor unipolar del tipo HEPRZ1 18/30 kV de Aluminio, de sección 2x 240 mm² por fase.

Para conductores de aluminio con aislamiento de HEPR, la intensidad máxima de cortocircuito se determina a través de la tabla siguiente, extraída de ya citada norma “UNE 211435/2011”:

Tabla B.3 – Intensidad máxima de cortocircuito en aislamientos de HEPR, en A

Aislamiento de HEPR								
Sección mm ²	Conductor de cobre				Conductor de aluminio			
	Tiempo de cortocircuito, s				Tiempo de cortocircuito, s			
	0,2	0,5	1	2	0,2	0,5	1	2
25	7 650	4 850	3 500	2 500	5 050	3 250	2 300	1 650
35	10 700	6 800	4 850	3 450	7 100	4 500	3 250	2 300
50	15 200	9 700	6 900	4 900	10 100	6 450	4 600	3 300
70	21 300	13 500	9 600	6 850	14 100	8 950	6 400	4 550
95	28 850	18 300	13 000	9 250	19 100	12 150	8 650	6 150
120	36 400	23 100	16 400	11 700	24 100	15 300	10 900	7 750
150	45 450	28 850	20 500	14 550	30 100	19 100	13 600	9 700
185	56 050	35 550	25 250	17 950	37 100	23 550	16 750	11 900
240	72 650	46 100	32 700	23 200	48 050	30 500	21 650	15 400
300	90 800	57 550	40 800	28 950	60 050	38 100	27 050	19 200
400	121 000	76 650	54 350	38 550	80 000	50 750	36 000	25 550

Temperatura inicial 105 °C; Temperatura final 250 °C

El valor de extraído de la tabla de la norma, correspondiente a la intensidad máxima admisible por el conductor en régimen de cortocircuito, es superior al máximo previsto en la instalación.

5. CÁLCULOS CENTRO DE SECCIONAMIENTO

5.1. INTENSIDAD DE MEDIA TENSIÓN

Al no incluirse transformadores en este Centro, la intensidad de MT considerada es la del bucle, que en este caso es 630 A.

5.2. INTENSIDAD DE BAJA TENSIÓN

Al no haber transformadores en esta aplicación, no hay BT de potencia.

5.3. CORTOCIRCUITOS

5.3.1. BSERVACIONES

Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito. se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red de MT, valor especificado por la compañía eléctrica.

5.3.2. CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en la instalación, se utiliza la expresión:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_p} \quad (2.3.2.a)$$

donde:

Sc_c potencia de cortocircuito de la red [MVA]

U_p tensión de servicio [kV]

I_{ccp} corriente de cortocircuito [kA]

5.3.3. CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE MEDIA TENSIÓN

Utilizando la expresión 2.3.2.a, en el que la potencia de cortocircuito es de 350 MVA y la tensión de servicio 30 kV, la intensidad de cortocircuito es :

· $I_{ccp} = 6,736 \text{ kA}$

5.3.4. CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE BAJA TENSIÓN

Al no haber transformadores en esta aplicación, no hay BT de potencia.

5.4. DIMENSIONADO DEL EMBARRADO

Las celdas fabricadas por ORMAZABAL han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no es necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de celdas.

5.5. COMPROBACIÓN POR DENSIDAD DE CORRIENTE

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor indicado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin superar la densidad máxima posible para el material conductor. Esto, además de mediante cálculos teóricos, puede comprobarse realizando un ensayo de intensidad nominal, que con objeto de disponer de suficiente margen de seguridad, se considerará que es la intensidad del bucle, que en este caso es de 630 A.

5.6. COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN ELECTRODINÁMICA

La intensidad dinámica de cortocircuito se valora en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada en el apartado 2.3.2.a de este capítulo, por lo que:

- $I_{cc(din)} = 16,84 \text{ kA}$

5.7. COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN TÉRMICA

La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la aparamenta por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor. En este caso, la intensidad considerada es la eficaz de cortocircuito, cuyo valor es:

- $I_{cc(ter)} = 6,736 \text{ kA}$.

5.8. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Al no haber transformadores en esta aplicación, no hay protección de transformador en MT o en BT.

	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO LLANO PALERO 1 35MWp (26,85 MWn) ANEXO 06	
---	--	---

La protección de este transformador se realiza por medio de una celda de interruptor automático, que proporciona todas las protecciones al transformador, bien sea por sobrecargas, faltas a tierra o cortocircuitos, gracias a la presencia de un relé de protección. En caso contrario, se utilizan únicamente como elemento de maniobra de la red.

El interruptor automático posee capacidad de corte tanto para las corrientes nominales, como para los cortocircuitos antes calculados.

5.9. DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El edificio empleado en esta aplicación ha sido homologado según los protocolos obtenidos en laboratorio Labein (Vizcaya - España):

- 97624-1-E, para ventilación de transformadores de potencia unitaria hasta 1000 kVA
- 960124-CJ-EB-01, para ventilación de transformador de potencia hasta 1600 kVA

5.10. DIMENSIONADO DEL POZO APAGAFUEGOS

Al no haber transformadores de aceite como refrigerante, no es necesaria la existencia de pozos apagafuegos.

5.11. CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA

5.11.1. INVESTIGACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SUELO

El Reglamento de Alta Tensión indica que para instalaciones de tercera categoría, y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA no será imprescindible realizar la citada investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores.

	<p>PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO LLANO PALERO 1 35MWp (26,85 MWn) ANEXO 06</p>	
---	---	---

Según la investigación previa del terreno donde se instalará este Centro de Transformación, se determina la resistividad media en 150 Ohm·m.

5.11.2. DETERMINACIÓN DE LAS CORRIENTES MÁXIMAS DE PUESTA A TIERRA Y DEL TIEMPO MÁXIMO CORRESPONDIENTE A LA ELIMINACIÓN DEL DEFECTO

En las instalaciones de MT de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son las siguientes:

De la red:

- Tipo de neutro. El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a esta mediante resistencias o impedancias. Esto producirá una limitación de la corriente de la falta, en función de las longitudes de líneas o de los valores de impedancias en cada caso.
- Tipo de protecciones. Cuando se produce un defecto, éste se eliminará mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un dispositivo relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo (tiempo fijo), o según una curva de tipo inverso (tiempo dependiente). Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer disparo, que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 segundos.

No obstante, y dada la casuística existente dentro de las redes de cada compañía suministradora, en ocasiones se debe resolver este cálculo considerando la intensidad máxima empírica y un tiempo máximo de ruptura, valores que, como los otros, deben ser indicados por la compañía eléctrica.

5.11.3. DISEÑO PRELIMINAR DE LA INSTALACIÓN DE TIERRA

El diseño preliminar de la instalación de puesta a tierra se realiza basándose en las configuraciones tipo presentadas en el Anexo 2 del método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra de UNESA, que esté de acuerdo con la forma y dimensiones del Centro de Transformación, según el método de cálculo desarrollado por este organismo.

5.11.4. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DEL SISTEMA DE TIERRA

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio: $U_r = 30 \text{ Kv}$
- Limitación de la intensidad a tierra $I_{dm} = 500 \text{ A}$

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

- $V_{bt} = 10.000 \text{ V}$

Características del terreno:

- Resistencia de tierra $R_o = 150 \text{ Ohm}\cdot\text{m}$
- Resistencia del hormigón $R'_{o} = 3000 \text{ Ohm}$

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt} \quad (2.9.4.a)$$

donde:

I_d intensidad de falta a tierra [A]

Rt resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

Vbt tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = I_{dm} \quad (2.9.4.b)$$

donde:

Idm limitación de la intensidad de falta a tierra [A]

Id intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

· Id = 500 A

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

· Rt = 20 Ohm

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una Kr más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o} \quad (2.9.4.c)$$

donde:

Rt resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

Ro resistividad del terreno en [Ohm·m]

Kr coeficiente del electrodo

Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

- $Kr \leq 0,1333$

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: 70/25/5/42
- Geometría del sistema:
- Profundidad del electrodo horizontal:
- Número de picas:
- Longitud de las picas:

Parámetros característicos del electrodo:

- De la resistencia $K_r = 0,084$
- De la tensión de paso $K_p = 0,0186$
- De la tensión de contacto $K_c = 0,0409$

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.
- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.
- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R'_t = K_r \cdot R_o \quad (2.9.4.d)$$

donde:

- K_r coeficiente del electrodo
- R_o resistividad del terreno en [Ohm·m]
- R'_t resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

por lo que para el Centro de Transformación:

- $R't = 12,6 \text{ Ohm}$

y la intensidad de defecto real, tal y como indica la fórmula (2.9.4.b):

$I'd = 500 \text{ A}$

5.12. CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO EN EL INTERIOR DE LA INSTALACIÓN

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de paso y contacto en el interior en los edificios de maniobra interior, ya que éstas son prácticamente nulas.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'_d = R'_t \cdot I'_d \quad (2.9.5.a)$$

donde:

$R't$ resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

$I'd$ intensidad de defecto [A]

$V'd$ tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

- $V'd = 6300 \text{ V}$

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V'_c = K_c \cdot R_o \cdot I'_d \quad (2.9.5.b)$$

donde:

Kc coeficiente

Ro resistividad del terreno en [Ohm·m]

I'd intensidad de defecto [A]

V'c tensión de paso en el acceso [V]

por lo que tendremos en el Centro de Transformación:

- $V'c = 3.067 \text{ V}$

5.13. CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO EN EL EXTERIOR DE LA INSTALACIÓN

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'_p = K_p \cdot R_o \cdot I'_d \quad (2.9.6.a)$$

donde:

Kp coeficiente

Ro resistividad del terreno en [Ohm·m]

I'd intensidad de defecto [A]

- $V'p$ tensión de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso:

- $V'p = 1395$ V en el Centro de Transformación

5.14. CÁLCULO DE LAS TENSIONES APLICADAS

- Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

- $t = 0,2$ s

Tensión de paso en el exterior:

$$U_p = 10 \cdot U_{ca} \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot R_0}{1000} \right] \quad (2.9.7.a)$$

donde:

U_{ca} valor admisible de la tensión de contacto aplicada que es función de la duración de la corriente de falta

R_0 resistividad del terreno en [Ohm·m]

R_{a1} Resistencia del calzado, superficies de material aislante, etc. [Ohm]

por lo que, para este caso

- $V_p = 31152$ V

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$U_p = 10 \cdot U_{ca} \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot R_0}{1000} \right] \quad (2.9.7.b)$$

donde:

Vca valor admisible de la tensión de contacto aplicada que es función de la duración de la corriente de falta

Ro resistividad del terreno en [Ohm·m]

R'o resistividad del hormigón en [Ohm·m]

Ra1 Resistencia del calzado, superficies de material aislante, etc. [Ohm]

por lo que, para este caso

- $V_p(\text{acc}) = 76.296 \text{ V}$

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:

Tensión de paso en el exterior del centro:

- $V'_p = 1395 \text{ V} < V_p = 31152 \text{ V}$

Tensión de paso en el acceso al centro:

- $V'_p(\text{acc}) = 3.067 \text{ V} < V_p(\text{acc}) = 76.296 \text{ V}$

Tensión de defecto:

- $V'_d = 6300 \text{ V} < V_{bt} = 10.000 \text{ V}$

Intensidad de defecto:

- $I_a = 100 \text{ A} < I_d = 500 \text{ A} < I_{dm} = 500 \text{ A}$

5.15. INVESTIGACIÓN DE LAS TENSIONES TRANSFERIBLES AL EXTERIOR

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso no se separan las tierras de protección y de servicio al ser la tensión de defecto inferior a los 1000 V indicados.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{R_o \cdot I'_d}{2000 \cdot \pi} \quad (2.9.8.a)$$

donde:

Ro resistividad del terreno en [Ohm·m]

I'd intensidad de defecto [A]

D distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:

- D = 11,937 m

	<p>PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO LLANO PALERO 1 35MWp (26,85 MWn) ANEXO 06</p>	
---	---	---

5.16. CORRECCIÓN Y AJUSTE DEL DISEÑO INICIAL

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de "Kr" inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

En Valencia, agosto de 2021

Gonzalo Jiménez Boluda




Ingeniero Industrial

Colegiado nº 6061

COIIAOC